

---

# Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Photovoltaik- Anlagen

---

**Provision of reactive power from dispersed photovoltaic generators**  
Dissertation von Dipl.-Ing. Arnaud Hoffmann

Referent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Gerd Griepentrog  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried

Tag der Einreichung: 10.02.2015  
Tag der mündlichen Prüfung: 12.06.2015



---

# Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Photovoltaik- Anlagen

*Provision of reactive power from dispersed photovoltaic generators*

Dem Fachbereich 18 (Elektrotechnik und Informationstechnik) der  
Technischen Universität Darmstadt

zur Erlangung des Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation von

Dipl.-Ing. Arnaud Hoffmann aus  
Frankfurt am Main.

Referenten:

Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf  
Prof. Dr.-Ing. Gerd Griepentrog  
Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried

Tag der Einreichung: 10.02.2015  
Tag der mündlichen Prüfung: 12.06.2015

Darmstadt 2015 – D17



---

# Inhalt

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>vii</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>xiii</b>
<b>Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes</b>	<b>xv</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>xviii</b>
<b>Abstract</b>	<b>xix</b>

<b>1 Hintergrund</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation der Arbeit	2
1.2 Wissenschaftlicher Beitrag, Ziele und Innovationsgrad	4
1.3 Struktur der Arbeit	6
<b>2 Rahmenbedingungen für die Lastfluss-Berechnungen</b>	<b>7</b>
2.1 Software NEPLAN	7
2.2 Mittelspannungsnetz	8
2.3 Niederspannungsnetz	8
2.3.1 NS-Netz A	9
2.3.2 NS-Netz B	10
2.4 Installierte Photovoltaik im untersuchten Netz	11
2.5 Installierte Lasten im untersuchten Netz	12
2.6 Simulationszeitpunkte	16
2.7 Theoretische Grundlagen	17
2.7.1 Leitungsgleichungen, Ferranti-Effekt und natürliche Leistung	17

2.7.2	Spannungsfall an kurzen Leitungen	21
2.7.3	Leistungsverhalten einer Leitung	23
2.8	Zusammenfassung des Kapitels 2	25
<b>3</b>	<b>Status Quo – Einspeisung gemäß VDE-AR-N 4105</b>	<b>27</b>
3.1	Anschlusskriterien für Energie-Erzeugungsanlagen	27
3.2	Spannungsänderung durch PV-Einspeisung	29
3.3	Zusätzliche Netzverluste durch PV-Einspeisung	33
3.3.1	Verlustenergie im NS-Netz A	34
3.3.2	Verlustenergie im MS-Netz	35
3.4	Veränderung des Verschiebungsfaktors durch PV-Einspeisung	35
3.4.1	Verschiebungsfaktor im NS-Netz A	36
3.4.2	Verschiebungsfaktor im MS-Netz	37
3.5	Zusammenfassung des Kapitels 3	39
<b>4</b>	<b>Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung</b>	<b>41</b>
4.1	Einspeisung von Blindleistung	41
4.1.1	Einspeisung induktiver Blindleistung	42
4.1.2	Bezug induktiver Blindleistung	43
4.2	Ergebnisse der Lastflussberechnungen	44
4.2.1	Allgemeine Ergebnisse	44
4.2.2	Spannungsverhalten bei $PV_{ind}$ und $PV_{kap}$	45
4.2.3	Verlustenergie	48
4.2.4	Verschiebungsfaktor	52
4.3	Zusammenfassung des Kapitels 4	55
<b>5</b>	<b>Entwicklung alternativer Einspeiseprofile</b>	<b>57</b>
5.1	Spannungsglättung	57
5.1.1	Die Strategie in der Theorie	57
5.1.2	Methodik	58
5.1.3	Erstellung der Einspeiseprofile	60
5.1.4	Ergebnisse der Lastflussberechnung	65
5.1.5	Vergleich mit dem NS-Netz B	68
5.1.6	Verlustenergie bei Anwendung der Spannungsglättung	69

---

5.1.7	Verschiebungsfaktor bei Anwendung der Spannungsglättung	71
5.2	Reduktion der Netz-Verluste	73
5.2.1	Die Strategie in der Theorie	73
5.2.2	Methodik	74
5.2.3	Ergebnisse der Lastflussberechnung	76
5.2.4	Spannungsveränderung durch die Verlustreduktion	80
5.3	Erhöhung des Verschiebungsfaktors (Q-Kompensation)	80
5.3.1	Methodik	81
5.3.2	Ergebnisse der Lastflussberechnung	83
5.3.3	Spannungsveränderung durch die Q-Kompensation	85
5.3.4	Verlustenergie bei Anwendung der Q-Kompensation	86
5.4	Vergleich der alternativen Einspeisestrategien	87
5.4.1	Vergleich des Spannungseinflusses	89
5.4.2	Vergleich der Verlustenergie	89
5.4.3	Vergleich des Verschiebungsfaktors	90
5.5	Zusammenfassung des Kapitels 5	92
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>95</b>
6.1	Übertragbarkeit der Ergebnisse	95
6.2	Technische Machbarkeit	96
6.3	Ausblick	98
<b>A.</b>	<b>Abbildungen</b>	<b>101</b>
<b>B.</b>	<b>Tabellen</b>	<b>109</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>111</b>
	<b>Wissenschaftlicher Werdegang</b>	<b>115</b>
	<b>Erklärung zur Dissertation</b>	<b>117</b>

---



---

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Ausbau der installierten Photovoltaik-Leistung in Deutschland, eigene Darstellung nach [1]	1
Abbildung 1.2:	Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Lastflussrichtung, eigene Darstellung nach [5]	3
Abbildung 2.1:	Schematischer Plan des NS-Netz A inklusive der PV-Anlagen	10
Abbildung 2.2:	Schematischer Plan des NS-Netz B inklusive der PV-Anlagen	11
Abbildung 2.3:	Verlauf der Einspeisung einer PV-Anlage mit 1 kVA Bemessungsscheinleistung, 13. Juni	12
Abbildung 2.4:	Verlauf des Dynamisierungsfaktors über ein Jahr, eigene Darstellung nach [19]	13
Abbildung 2.5:	Tagesverlauf des Skalierungsfaktors des SLP H0, eigene Darstellung nach [21]	14
Abbildung 2.6:	Geordnete Jahresdauerkennlinie des Wirkleistungsbedarfs des MS-Netzes	15
Abbildung 2.7:	Vereinfachtes $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung, eigene Darstellung nach [22]	21
Abbildung 2.8:	Zeigerdiagramm zum vereinfachten $\pi$ -Ersatzschaltbild, eigene Darstellung nach [22]	21
Abbildung 3.1:	Geforderter Betriebsbereich der EZA, eigene Darstellung nach [6]	28
Abbildung 3.2:	Standard-Kennlinie $\cos(\varphi)$ von $P$ , eigene Darstellung nach [6]	29
Abbildung 3.3:	Tagesverlauf der Knotenspannung N3 im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni	32
Abbildung 3.4:	Verlauf der Verluste im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni	33



Abbildung 3.5:	Verlauf des Blindleistungsbedarfs am ONT des NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni	36
Abbildung 3.6:	Verlauf des Verschiebungsfaktors am ONT des NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni	37
Abbildung 3.7:	Verlauf des Blindleistungsbedarfs am HV/MV-Trafo für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni	38
Abbildung 3.8:	Verlauf des Verschiebungsfaktors am HV/MV-Trafo für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni	39
Abbildung 4.1:	Einspeisung mit konstanter Scheinleistung durch Einspeisung induktiver Blindleistung ( $PV_{\text{kap}}$ ) für eine 1 kVA-Anlage, 13. Juni	43
Abbildung 4.2:	Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni	46
Abbildung 4.3:	Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 21. Juli	47
Abbildung 4.4:	Knotenspannung am Knoten N3 (durchgezogene Linie) und an der Sammelschiene BB1 (gestrichelte Linie) im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 31. Dezember	48
Abbildung 4.5:	Verluste im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni	49
Abbildung 4.6:	Verluste im MS-Netz bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni	51
Abbildung 4.7:	Verschiebungsfaktor am ONT des NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni	52
Abbildung 4.8:	Blindleistungsbedarf am HS/MS-Trafo bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni	53
Abbildung 4.9:	Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni	54
Abbildung 5.1:	Möglichst einfaches, theoretisches Beispielnetz	58
Abbildung 5.2:	Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen	59
Abbildung 5.3:	Jahresverlauf der Knotenspannung N3 bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen um 12:00 Uhr, unterteilt in Werktage, Samstage und Sonntage	60

Abbildung 5.4:	Verlauf des Spreads des Spannungs-Tagesverlaufs sowie der Dämpfung für die saisonale Kompensation am Knoten N3	62
Abbildung 5.5:	Kennlinien für die Kompensation des Tagesverlaufs an Werktagen, Samstagen und Sonntagen	63
Abbildung 5.6:	Zusammensetzung der drei Kompensationen (saisonal, Tag, PV-Einspeisung), 21. Juli	65
Abbildung 5.7:	Verlauf der Knotenspannung am Knoten N3 bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile, 13. Juni	66
Abbildung 5.8:	Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile	67
Abbildung 5.9:	Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten des NS-Netzes A bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile und der Referenzeinspeisung	68
Abbildung 5.10:	Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten des NS-Netzes B bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile und der Referenzeinspeisung	69
Abbildung 5.11:	Blindleistungsbezug am Bilanzknoten bei spannungsglättender Einspeisung, 13. Juni	71
Abbildung 5.12:	Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten bei spannungsglättender Einspeisung, 13. Juni	72
Abbildung 5.13:	Zeigerdiagramm zur Zusammensetzung der Residuallast	73
Abbildung 5.14:	Einspeisung mit einem Anteil von 30% Blindleistung für eine PV-Anlage mit 1 kVA Bemessungsleistung, 13. Juni	75
Abbildung 5.15:	Blindleistungseinspeisung beziehungsweise -bezug der PV-Anlagen, bei dem die Verluste im gesamten MS-Netz am geringsten sind, 13. Juni	76
Abbildung 5.16:	Häufigkeit des Blindleistungsbezugs bzw. -einspeisung für die Verlustreduktion, aufgeteilt in 5%-Klassen für ein gesamtes Jahr	77
Abbildung 5.17:	Verlustoptimaler Blindleistungsbezug der PV-Anlagen in Abhängigkeit des Blindleistungsbezugs des gesamten MS-Netzes bei reiner Wirkleistung	79

---

Abbildung 5.18: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten der NS-Netze A und B für die verlustreduzierende Einspeisung	80
Abbildung 5.19: Blindleistungs-Einspeiseprofil der PV-Anlagen zur Q-Kompensation, 13. Juni	82
Abbildung 5.20: Häufigkeit des Blindleistungsbezugs bzw. -einspeisung für die Q-Kompensation, aufgeteilt in 5 %-Klassen für ein gesamtes Jahr	83
Abbildung 5.21: Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten bei blindleistungskompensierender Einspeisung, 13. Juni	84
Abbildung 5.22: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten der NS-Netze A und B für die blindleistungskompensierende Einspeisung	86
Abbildung 5.23: Vergleich der Einspeiseprofile für eine 1kWp PV-Anlage, 13. Juni	87
Abbildung 5.24: Qualitativer Vergleich der Auswirkungen der Einspeisestrategien auf die drei Ziele verglichen mit der reinen Wirkleistung (gelbes Dreieck)	88
Abbildung 5.25: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten der NS-Netze A und B für die drei entwickelten Einspeisestrategien	89

---

## Anhang

---

Abbildung A 1: $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung ohne Vernachlässigung des Ableitungsbelags, eigene Darstellung nach [22]	102
Abbildung A 2: Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A, 31. Dezember	102
Abbildung A 3: Verschiebungsfaktor am ONT des NS-Netzes A, 31. Dez	102
Abbildung A 4: Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen	103
Abbildung A 5: Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A ohne PV-Einspeisung	104
Abbildung A 6: Zusammensetzung der Kompensation (saisonal, Tag, PV Einspeisung), 31. Dezember	105

---

Abbildung A 7: Zusammensetzung der Kompensation (saisonal, Tag, PV Einspeisung), 13. Juni	105
Abbildung A 8: Verlauf der Knotenspannung an der Sammelschiene BB1 im NS-Netz A bei unterschiedlichen Einspeisestrategien, 13. Juni	105
Abbildung A 9: Spannung am Knoten N12 des NS-Netzes B, 13. Juni	106
Abbildung A 10: Verluste des NS-Netzes A, 13. Juni	106
Abbildung A 11: Verluste des MS-Netzes, 13. Juni	106
Abbildung A 12: Blindleistungsbezug des NS-Netz A, 13. Juni	107
Abbildung A 13: Verschiebungsfaktor am ONT des NS-Netzes A bei Spannungsglättung, 13. Juni	107
Abbildung A 14: Blindleistungsbedarf am HS/MS-Trafo bei Anwendung der Blindleistungskompensation, 13. Juni	107
Abbildung A 15: Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten für die drei entwickelten Einspeisestrategien, 13. Juni	108



---

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Übersicht über die Kennzahlen der untersuchten NS-Netze	9
Tabelle 2.2:	Ausgewählte Simulationszeitpunkte für Tagesuntersuchungen	16
Tabelle 3.1:	Ergebnisse des Lastflusses für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni, 13:15 Uhr	30
Tabelle 3.2:	Ausgewählte Knotenspannungen im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni, 13:15 Uhr	31
Tabelle 3.3:	Verluste im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen	34
Tabelle 3.4:	Verluste im gesamten MS-Netz für die Referenzeinspeisungen	35
Tabelle 4.1:	Ergebnisse des Lastflusses am ONT des NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni, 13:15 Uhr	45
Tabelle 4.2:	Wirkverluste im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs- Scheinleistung	50
Tabelle 4.3:	Wirkverluste im MS-Netz bei Einspeisung mit Bemessungs- Scheinleistung	51
Tabelle 4.4:	Ergebnisse des Lastflusses, 21. Juli, 03:45	55
Tabelle 5.1:	Verluste im NS-Netz A bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile	70
Tabelle 5.2:	Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile	71
Tabelle 5.3:	Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der verlustreduzierenden Einspeisepprofile	78
Tabelle 5.4:	Beispiel für Blindleistungspreise des ÜNBs 50Hertz [30]	81
Tabelle 5.5:	Jährlicher Blindleistungs-Austausch des MS-Netzes mit dem überlagerten HS-Netz	83

---

Tabelle 5.6:	Kosten für den Blindleistungs-Austausch sowie für Verlustenergie nach den Werten aus Tabelle 5.4 bei Anwendung der Q-Kompensation	85
Tabelle 5.7:	Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der blindleistungskompensierenden Einspeisepprofile	87
Tabelle 5.8:	Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der entwickelten Einspeisepprofile	90
Tabelle 5.9:	Jährlicher Blindleistungs-Austausch des MS-Netzes mit dem überlagerten HS-Netz bei Anwendung der entwickelten Strategien, in Klammern die Änderung gegenüber reiner Wirkleistungseinspeisung	91
Tabelle 5.10:	Kosten für den Blindleistungs-Austausch sowie für Verlustenergie bei Anwendung der entwickelten Einspeisestrategien	92

---

## Anhang

---

Tabelle B 1:	Knotenspannungen im NS-Netz A „Ohne PV“, bei „reiner Wirkleistungseinspeisung“ und bei „Einspeisung nach VDE“, 13. Juni, 13:15 Uhr	110
Tabelle B 2:	Ermittlung Durchschnittlicher Beschaffungskosten für Verlustenergie 2012	110

---

# Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes

---

## Abkürzungen

---

BB	Busbar (dt: Sammelschiene)
DC	Direct Current (dt: Gleichstrom)
EZA	Energieerzeugungsanlage
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
N	Node (dt: Netzknoten)
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetztrafo
PV	Photovoltaik
RONT	Regelbarer Ortsnetztrafo
SDL	Systemdienstleistung
SLP	Standardlastprofil
STATCOM	Statischer Synchronkompensator
TAB	Technische Anschlussbedingungen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber



---

VDE	Verband der Elektrotechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber

---

## Formelzeichen

---

$C'$	Kapazitätsbelag	F/m
$d$	Tag	-
$G'$	Ableitungsbelag	S/m
$l$	Länge	m
$L'$	Induktivitätsbelag	H/m
$n$	Anzahl der Summanden	-
$P$	Wirkleistung	W
$p$	Normierte Wirkleistung	-
$Q$	Blindleistung	var
$q$	Normierte Blindleistung	-
$R'$	Widerstandsbelag	$\Omega/\text{m}$
$S$	Scheinleistung	VA
$t$	Zeit	s
$U$	Spannung	V
$Z$	Impedanz	$\Omega$
$\alpha$	Dämpfungskonstante	-
$\beta$	Phasenkonstante	-
$\gamma$	Ausbreitungskonstante	-
$\vartheta$	Leitungswinkel	$^\circ$
$\varphi$	Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung	$^\circ$

---

---

 $\omega$ 

Winkelgeschwindigkeit

rad/s

---

## Indizes

---

A	Anfang
Dyn	Dynamisierungsfunktion
E	Ende
ind	induktiv
kap	kapazitiv
N	Nenngröße
PV	Photovoltaik
Q=0	Einspeisung reiner Wirkleistung
sais	saisonal
SLP	Standardlastprofil
V	Verluste
VDE	Einspeisung nach VDE Anwendungsrichtlinie
W	Wellenwiderstand

---

# Kurzfassung

Mit der Anwendungsrichtlinie N 4105 des VDE wurde ein erster Schritt gegangen, um die erneuerbaren Erzeugungsanlagen an der Spannungshaltung zu beteiligen. Dabei sollten sie jedoch lediglich ihre selbstverursachte Spannungs-Fluktuation kompensieren. Insbesondere durch die Verbreitung von Smart Grids wird die Hürde für die Implementierung weiterer Funktionen und Aufgaben für dezentrale Energieerzeugungsanlagen gesenkt und letztlich durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke auch nötig. In der vorliegenden Arbeit wird gezeigt, dass bereits eine geringe Anzahl teilnehmender PV-Anlagen einen deutlichen Einfluss auf die Spannungshaltung, die Netzverluste und den Blindleistungshaushalt eines Mittelspannungsnetzes nehmen können. Hierfür werden zunächst mittels Lastflussberechnungen und Extremszenarien die Grenzen der Einflussnahme ermittelt, um anschließend mittels alternativen Blindleistungs-Einspeiseprofilen für die PV-Anlagen unterschiedliche Szenarien zu berechnen und das Potential der dezentralen Blindleistungsbereitstellung zu beziffern. Die Aktivierung dieses Potentials kann letztlich zu einem hilfreichen Baustein in dem von der Bundesregierung zum „Jahrhundertprojekt“ deklarierten Projekt „Energiewende“ werden.

---

# Abstract

The VDE directive AR-N 4105 has been implemented as a first step in order to obligate renewable energies to participate in voltage stabilization. Thereby this commitment only asks for the compensation of the self-induced voltage fluctuation. Especially due to the introduction of Smart Grids the restraints for the implementation of further functions and tasks for dispersed energy generation units are being reduced. Furthermore the implementation of these functions are gaining importance due to the shift from conventional power plants to dispersed energy generation units. This thesis shows that a relatively small number of PV generators can have a noteworthy impact on the voltage stabilization, the network losses and the reactive power balance of a mean voltage network. Therefor the boundaries of influence are analyzed using network calculations and extreme scenarios. Then alternative feed-in profiles for reactive power are developed and evaluated with network calculation in order to determine the potential of decentralized reactive power provision. Finally the activation of this potential can become a useful part in the “Energiewende”, that has been declared as a “century project” by the German Federal Government.



---

# 1 Hintergrund

Resultierend aus staatlichen Anreizprogrammen wurde in Deutschland in den Jahren nach 2002 ein regelrechter Boom im Bau von privaten Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) ausgelöst (siehe Abbildung 1.1). Gesetzlich garantierte Einspeisevergütungen sicherten den Investoren hohe Renditen, die wiederum eine hohe Nachfrage nach Produkten von Herstellern aus der Solarbranche führte. Die Hersteller reagierten mit einem Ausbau der Produktionskapazitäten und konnten die jährlich sinkende Einspeisevergütung durch sinkende Verkaufspreise kompensieren. Das Wachstum erreichte in den Jahren zwischen 2002 und 2012 eine mittlere Steigerungsrate von etwa 60% [1] gegenüber dem Vorjahr und die installierte Leistung in Deutschland erreichte Dimensionen, in denen im Jahr 2013 zur sommerlichen Mittagszeit bis zu einem Drittel des elektrischen Strombedarfs mit PV-Anlagen gedeckt wurde [2].

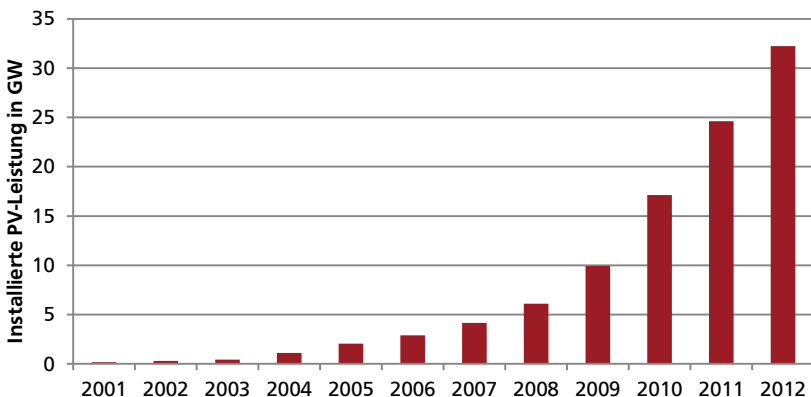


Abbildung 1.1: Ausbau der installierten Photovoltaik-Leistung in Deutschland, eigene Darstellung nach [1]

Die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der PV-Anlagen blieben jedoch lange Zeit unberührt. Die Anforderungen limitierten lediglich, dass eine maximale Schiefelast erlaubt ist und dass der Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  (Definition siehe Formel

---

1.1) zwischen 0,9 kapazitiv und 0,8 induktiv liegen muss [3]. Formel 1.1 beschreibt die Definition des Verschiebungsfaktors  $\cos(\varphi)$ . Die Definition gilt so jedoch nur für verzerrungsfreien Lasten (keine Oberschwingungen), was die Lasten im untersuchten Netzmodell erfüllen.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad \text{Formel 1.1}$$

Da der Wechselrichter für die Bereitstellung von Blindleistung über zusätzliche Leistungsreserven verfügen muss, wurde letztlich ausschließlich Wirkleistung in das Netz eingespeist. Diese Vorgehensweise war sehr zweckmäßig, da durch den Transport reiner Wirkleistung im Netz allgemein mit den geringsten Verlusten zu rechnen ist. Bei geringer Einspeisung durch PV-Anlagen wird das Niederspannungsnetz (NS-Netz) zunächst entlastet, da der Wirkleistungsbedarf der angeschlossenen Verbraucher lokal gedeckt wird. Der Wirkleistungsbezug über den Niederspannungstransformator (NS-Trafo) und der Spannungsfall über der Leitung im NS-Netz verringern sich.

---

## 1.1 Motivation der Arbeit

---

Durch den starken Zubau an PV-Anlagen hat sich die Situation jedoch verändert. Am stärksten vom Zubau betroffen sind die NS-Netze, da hier Ende 2013 97% der PV-Anlagen, beziehungsweise 60% der installierten Leistung angeschlossen sind [4]. Die NS-Netze sind ursprünglich ausschließlich für die Versorgung von Haushalten und kleineren Industriebetrieben ausgelegt worden und stoßen daher gerade bei einer höheren Durchdringung mit PV-Anlagen an Ihre Grenzen.

Wird mehr Wirkleistung eingespeist als im NS-Netz verbraucht wird kommt es zu einer Umkehr des Leistungsflusses am NS-Trafo. Damit kehrt sich auch der Spannungsfall über den Leitungen im NS-Netz um und es wird Wirkleistung vom NS-Netz in das Mittelspannungsnetz (MS-Netz) eingespeist. Die Umkehr des Spannungsfalls hat zur Folge, dass die Spannung mit zunehmender Entfernung zum Trafo ansteigt. Das Netz erreicht dadurch eine Grenze, ab der keine weiteren Anlagen mehr angeschlossen werden können. Dies geschieht, wenn es die eingespeiste Leistung nicht mehr aufnehmen kann, weil beispielsweise ein Betriebsmittel überlastet wird oder weil die Spannung im Netz unzulässig stark abweicht. Der Fall einer unzulässig hohen Spannung ist in Abbildung 1.2 angedeutet.

Eine Möglichkeit, um die Aufnahmekapazität der NS-Netze zu erhöhen wäre der Ausbau dergleichen, sprich den Austausch der Kabel oder die Umrüstung der Transformatoren. Insbesondere der Austausch der Kabel ist mit sehr großem baulichen und damit finanziellem Aufwand verbunden und sollte daher vermieden werden.

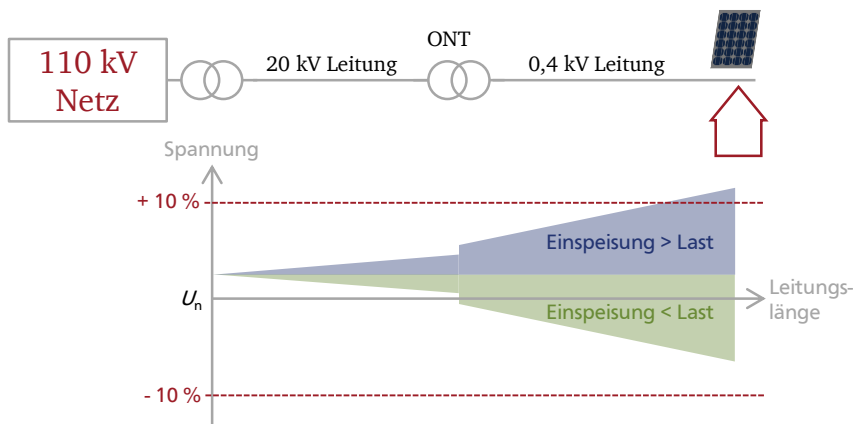


Abbildung 1.2: Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Lastflussrichtung, eigene Darstellung nach [5]

Um trotz des anhaltenden Ausbaus an PV-Anlagen weiterhin eine zuverlässige Versorgung zu gewährleisten, wurde zum August 2011 vom Verband der Elektrotechnik (VDE) die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 aufgesetzt. Sie schreibt vor, dass regenerative Energieerzeugungsanlagen im NS-Netz maximal 3 % Spannungsänderung bewirken dürfen [6]. Zudem wird gefordert, dass die Anlagen mit einem variablen Verschiebungsfaktor betrieben werden können und durch den Netzbetreiber aus der Ferne stufenweise gedrosselt werden können<sup>1</sup>. Da im Falle einer Drosselung eine Entschädigungszahlung für den Anlagenbetreiber fällig wird, ist diese Möglichkeit eher als Not-Eingriff zu werten. Der variable Verschiebungsfaktor wiederum wird mit Hilfe einer leistungsabhängigen Kennlinie hinterlegt und soll stabilisierend auf die Netzspannung wirken.

Die PV-Anlagen müssen zu Zeiten starker Wirkleistungseinspeisung induktive Blindleistung beziehen, beziehungsweise kapazitive Blindleistung einspeisen, um dem Spannungsanstieg entgegen zu wirken. Für die verwendeten Wechselrichter hat dies zur Folge, dass sie zu den Zeiten ihrer höchsten Auslastung durch Wirkleistung zu-

<sup>1</sup> Für welche Anlagengrößen welche Kriterien im Detail gelten wird in Abschnitt 3.1 erläutert.



---

sätzlich noch Kapazitäten für Blindleistung zur Verfügung haben müssen. Dies lässt sich entweder durch eine Überdimensionierung der Wechselrichter gegenüber der herkömmlichen Auslegung oder durch das Herunterregeln der Wirkleistungseinspeisung erreichen. Für das NS-Netz erhöht sich die Belastung, da neben der Blindleistung der Verbraucher auch der Blindleistungsbedarf der Wechselrichter gedeckt werden muss. Am NS-Trafo ergibt sich ein interessanter Fall: Während der Wirkleistungsbezug auf Grund der Einspeisung der PV-Anlagen sehr klein oder gar negativ wird, erhöht sich der Bezug induktiver Blindleistung aus dem MS-Netz. Der Verschiebungsfaktor kann dadurch extrem kleine Werte annehmen.

---

## 1.2 Wissenschaftlicher Beitrag, Ziele und Innovationsgrad

---

Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der aus der Einspeisung von PV-Anlagen resultierenden stationären Spannungsabweichungen. Es wird des Weiteren untersucht, wie mittels Blindleistung aus PV-Anlagen ein Beitrag zur Erhöhung der Spannungsstabilität geleistet werden kann und welche positiven und negativen Auswirkungen das Einspeisen oder Beziehen von Blindleistung auf das Netz hat. Selbstverständlich liegt das Primärziel immer darin, dass die Spannung innerhalb der vorgeschriebenen Spannungsbänder bleibt. Dies ist jedoch in den meisten Netzen – und so auch in dem in dieser Arbeit untersuchten Netz – auch bei PV-Einspeisung der Fall. Aus diesem Grund wird in dieser das genannte Primärziel häufig so erweitert, dass eine zeitliche Glättung der Spannung an unterschiedlichen Knoten angestrebt wird. Der Hintergrund ist der, dass eine über die Zeit konstante Spannung leichter mittels konventioneller Techniken, wie dem Anpassen des Übersetzungsverhältnisses von Transformatoren, auf ein wünschenswertes Niveau eingestellt werden kann. Ob dies möglichst hoch ist, um Netzverluste zu vermeiden oder möglichst genau der Nennspannung entspricht, um bei unerwarteten Lastwechseln große Abstände zu den Spannungsbandgrenzen zu haben, ist dabei sekundär und nicht Teil der durchgeführten Untersuchung. Neben der Spannungsglättung liegt das Augenmerk auch auf der Reduktion von Netzverlusten und der Reduktion des Blindleistungs-Austauschs mit übergeordneten Netzebenen.

Der in dieser Arbeit gewählte Ansatz der Blindleistungseinspeisung ähnelt der Betriebsweise eines *statischen Synchronkompensators* (STATCOM) an dessen DC-Bus PV-Module angeschlossen sind (vergleiche [7]). Dabei ist jedoch zu beachten, dass STATCOMs speziell für die Blindleistungsbereitstellung und an entsprechend geeigneten Stellen im Netz installiert werden. Im Vergleich dazu sind die PV-Anlagen

---

zufällig im Netz verteilt und in ihrer Bemessungsscheinleistung an den installierten Modulen orientiert und nicht am Bedarf im Netz. Somit entstehen, trotz der ähnlichen Funktionsweise, andere Blindleistungsflüsse im Netz.

Andere Arbeiten, die sich mit der Spannungshaltung bei dezentraler PV-Einspeisung beschäftigen, wählen teilweise ähnliche Ansätze wie beispielsweise die  $Q(U)$ -Regelung aber auch sehr unterschiedliche wie die Verwendung eines regelbaren Ortsnetz-Trafos (RONT) oder der Veränderung des Wirkleistungsflusses. Letztlich liegen den Strategien drei Ansätze zur Spannungsbeeinflussung zu Grunde: Entweder die Einspeisung von Blindleistung, die Veränderung des Wirkleistungsbedarfs oder die Veränderung des Übersetzungsverhältnisses eines Transformators<sup>2</sup> (vergleiche [8]). Neben den unterschiedlichen Wirkweisen kommen je nach Methode unterschiedliche Investitions- und Betriebskosten hinzu, die bedacht werden sollten [9].

So wird beispielsweise in [10] eine Mischung aus Blindleistungseinspeisung nach der VDE-Anwendungsrichtlinie und einer Weitbereichsregelung des HS/MS-Trafos angewandt um die Spannung konstanter zu halten. Dabei wird festgestellt, dass zentrale Spannungsregelung besonders gut in homogenen Netzen<sup>3</sup> funktioniert und dass durch die Einspeisung nach VDE die Spannungsfluktuation reduziert werden kann. Ein ähnlicher Ansatz kommt in [11] zum Einsatz, jedoch kommen neben der Einspeisung nach VDE RONTs zum Einsatz, deren Wirtschaftlichkeit zumindest fragwürdig ist.

Eine Änderung des Wirkleistungsflusses im NS-Netz lässt sich zum einen mit kleinen Energiespeichern (beispielsweise Batteriespeichern) realisieren, aber auch durch aktive Beeinflussung der angeschlossenen Verbraucher (Lastmanagement) [12]. In [13] wird gezeigt, dass der Eingriff in Haushaltslasten mittels Lastmanagements nur einen vernachlässigbaren Beitrag zur Spannungsglättung beitragen kann. Durch die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen vergrößert sich die zur Verschiebung bereitstehende Last in Haushalten jedoch signifikant [14]. Der Einsatz von Batteriespeichern, um Wirkleistung einzuspeisen oder zu beziehen, ist technisch möglich. Im NS-Netz wäre der Einfluss auf die Spannung auf Grund des dominanten Widerstandsbelags sogar effizienter als die Einspeisung von Blindleistung. Gemäß

---

<sup>2</sup> Entweder des Ortsnetztrafos oder HS/MS-Trafos.

<sup>3</sup> Ein Netz ist homogen, wenn die unterschiedlichen Stränge ähnliche Charakteristika bezüglich der Lasten, der installierten Photovoltaik-Leistung und der Leistungslängen vorweisen.

---

[9] gilt es jedoch zu beachten, dass relativ große Leistungen benötigt werden, die die Kosten für eine ohnehin hochpreisige Technologie abermals erhöhen.

In [15] und [16] werden die spannungsabhängige Regelung der Blindleistungseinspeisung als gute Alternative zur Einspeisung nach VDE-Anwendungsrichtlinie genannt. Dabei werden meist kombinierte Regelstrategien vorgeschlagen, die auch die Regelung der Stufensteller an Trafos berücksichtigen.

Die vorliegende Arbeit bewegt sich folglich in einem Feld, das aktuell von vielen Seiten mit unterschiedlichen Ansätzen bearbeitet wird. Dabei grenzt sie sich dennoch ab, indem bewusst auf dezentrale Regelung von Anlagen verzichtet wurde, da bereits eine zentrale Regelung am HS/MS-Trafo in Form eines Stufenstellers vorliegt. Zudem wurden die Einstellgrenzen für Blindleistung, die durch die VDE Anwendungsrichtlinie vorgegeben werden, in dieser Arbeit deutlich erweitert, um auf das volle Potential der Wechselrichter zurückgreifen zu können.

Schlussendlich werden in dieser Arbeit drei neue Einspeisestrategien erarbeitet und vorgestellt, die mittelfristig in der Energieversorgung eingesetzt werden könnten, um entweder die Spannungsfluktuation zu glätten, die Verluste zu reduzieren oder den Blindleistungs-Austausch mit dem übergeordneten Netz zu reduzieren. Da diese drei Ziele voneinander abhängen, führt jede Strategie auch zwangsläufig zu Veränderungen an den anderen beiden Größen. Dies wird in der Auswertung berücksichtigt.

---

## **1.3 Struktur der Arbeit**

---

Der Kern der Arbeit ist im Wesentlichen in drei Teile aufgeteilt. Zunächst wird in Kapitel 3 der Status Quo, sprich der heutige Stand der Technik untersucht. Dabei werden neben der Einspeisung nach der VDE Anwendungsrichtlinie N 4105 auch die bis August 2011 vorgeschriebene reine Wirkleistungseinspeisung und der Fall ohne PV-Anlagen als Vergleich herangezogen. Im Anschluss zeigt Kapitel 4 welches Einflusspotential in der Blindleistungseinspeisung bezüglich der Spannungsbeeinflussung, den Netzverlusten und dem Blindleistungshaushalt des Netzes steckt. Dabei wird entweder maximal induktive Blindleistung eingespeist oder bezogen. Die Ergebnisse dienen durch die Anwendung dieser Extremwerte eher dem Ermitteln der Grenzen als der praktischen Anwendung. Schließlich werden in Kapitel 5 drei alternative Einspeisestrategien entwickelt, die primär jeweils eines der definierten Ziele verfolgen: Spannungsglättung, Verlustreduktion oder Blindleistungskompensation.

---

## 2 Rahmenbedingungen für die Lastfluss-Berechnungen

Die Lastfluss-Berechnungen in den untersuchten Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netzen erfolgen mittels der Software NEPLAN. Die zu Grunde gelegten Annahmen und Rahmenbedingungen für die Netze, die Lasten und die Einspeisung aus PV-Anlagen sollen im Folgenden erörtert werden.

---

### 2.1 Software NEPLAN

---

Für die durchgeführten Berechnungen des Lastflusses kommt die Software NEPLAN zum Einsatz. Die gewählte Berechnungsmethode „Lastfluss mit Lastprofilen“ berechnet iterativ den Lastfluss und die Spannungen an sämtlichen Netzknoten. Das resultierende nichtlineare Gleichungssystem für die zu berechnenden Knotenspannungen bei vorgegebenen Knoteneinspeise-Leistungen wird mittels des erweiterten Newton-Raphson-Verfahren gelöst [17]. Die Spannung im Netz ist lediglich am Bilanzknoten auf 110kV festgelegt.

Die Lasten sind entweder als SC-Knoten, bei dem die Scheinleistung und der Verschiebungsfaktor festgelegt ist, oder als PQ-Knoten, bei dem Wirk- und Blindleistung festgelegt ist, definiert. Selbstverständlich lässt sich der eine Knotentyp auch in den jeweils anderen umrechnen, die parallele Verwendung beider Knotentypen ist lediglich auf eine erleichterte Modellierung des Netzes mittels NEPLAN zurück zu führen. Auf eine Nutzung von PV-Knoten, bei denen Wirkleistung und Knotenspannung festgelegt werden und die benötigte Blindleistung berechnet wird, wurde verzichtet, um eine Vorgabe der exakten Knotenspannung an allen Knoten mit einspeisender PV-Anlage zu vermeiden.

---

## 2.2 Mittelspannungsnetz

---

Das untersuchte MS-Netz verfügt über eine Nennspannung von 20kV und ist über einen Transformator (HS/MS-Trafo) mit einer Bemessungsscheinleistung von 40MVA an das Hochspannungsnetz (HS-Netz) angeschlossen. Während der Simulationen ist die Primärseite (110kV) des Trafos als Bilanzknoten gewählt. Der Trafo verfügt über einen Stufensteller mit 27 Stufen (+/- 13 und 0) zu je 1,67% und regelt während der Lastflussberechnungen die sekundärseitige Spannung auf 103% der Nennspannung (entspricht 20,6kV). Üblicherweise wird eine Spannung etwas oberhalb der Nennspannung gewählt, in der Regel sogar zwischen 105 und 110% der Nennspannung [18]. Dies geschieht, um zum einen niedrigere Netzverluste zu erhalten und zum anderen dem bei einer erhöhten Auslastung der angeschlossenen NS-Netze auftretenden Spannungsfall entgegen zu wirken und somit nicht unter 90% der Nennspannung zu geraten.

An das untersuchte MS-Netz sind in Summe 180 NS-Netze angeschlossen, von denen elf modelliert sind. Die restlichen NS-Netze sind als Summenlast in das MS-Netz eingesetzt. Für die Untersuchung der stationären Spannungsabweichungen ist dies hinderlich, da diese meist im NS-Netz auftreten. Die modellierten NS-Netze weisen jedoch mit die größte Distanz zum Transformator auf, so dass dort der Spannungsfall am größten ist. Die zu erwartenden Spannungsabweichungen sind folglich in den modellierten NS-Netzen am größten, so dass es sich um eine Worst-Case Analyse handelt.

In Summe verfügt das MS-Netz über etwa 170km Leitungen bei einem Verkabelungsgrad von 67%. Es versorgt in einem eher ländlichen Gebiet etwa 35.000 Menschen.

---

## 2.3 Niederspannungsnetz

---

Im vorliegenden Modellnetz der Mittelspannungsebene sind elf NS-Netze modelliert. Diese befinden sich in unmittelbarer geografischer Nähe zueinander, da es sich um ein Dorf im untersuchten Netzgebiet handelt. Die Leitungslänge zwischen diesem Dorf und dem Trafo der das MS-Netz mit der 110kV-Spannungsebene verbindet beträgt etwa 16km.

Tabelle 2.1: Übersicht über die Kennzahlen der untersuchten NS-Netze

	NS-Netz A	NS-Netz B
<b>Maximale Last</b>	153 kVA	27 kVA
<b><math>\cos(\varphi)</math> der Lasten</b>	0,969	0,969
<b>Installierte PV-Leistung</b>	106 kVA	181 kVA
<b>Maximale Leitungslänge</b>	1,12 km	0,16 km

Der Fokus der Arbeit liegt auf einem dieser modellierten NS-Netze (NS-Netz A), welches im Rahmen von Lastflussanalysen als Netz mit durchschnittlicher Struktur ausgemacht wurde. Als Vergleichsnetz wird das NS-Netz B verwendet. Das NS-Netz A verfügt über große Leitungslängen, 13 PV-Anlagen und 52 Lasten. Die Daten für die NS-Netze A und B sind in tabellarischer Form in Tabelle 2.1 aufgelistet.

### 2.3.1 NS-Netz A

Neben der repräsentativen Charakteristik verfügt das NS-Netz A über einen Strang, der eine relativ große Distanz von 1,12 km von der Sammelschiene bis zur am weitesten entfernten Last vorweist. In Summe sind an der Sammelschiene des Transformators sechs Abgänge angeschlossen (siehe Abbildung 2.1)

Von den an das NS-Netz A angeschlossenen 52 Verbrauchern sind 50 kleinere Haushalte, die jeweils mit einer maximalen Scheinleistung zwischen 1,2 und 3,2 kVA modelliert sind. Nennenswert sind zudem zwei angeschlossene Verbraucher, die mit einer Scheinleistung von 33,9 beziehungsweise 42,8 kVA versehen sind. Für sämtliche Lasten wird ein Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,969$  induktiv und das H0-Lastprofil angenommen.

Die im NS-Netz A installierte PV-Leistung wird mit 106 kVA verteilt auf 13 Anlagen angenommen, was einer Prognose für das Jahr 2020 entspricht.

Abbildung 2.1 zeigt den schematischen Plan des untersuchten NS-Netzes einschließlich der Standorte der installierten PV-Anlagen. Zusätzlich sind die bedeutenden Netzknoten (N1 – N11) für die Spannungsuntersuchung sowie die Sammelschiene (BB1) gekennzeichnet. Es ist zu beachten, dass die Topologie des Netzes in Abbildung 2.1 zum besseren Verständnis vereinfacht in Strahlenform dargestellt ist. In

Realität wird das NS-Netz A als offenes Ringnetz betrieben, so dass im Fehlerfall oder zu Wartungszwecken mittels im Normalbetrieb geöffneter Schalter auch alternative Speisungen möglich sind. In Summe gibt es im NS-Netz A fünf solcher Schalter.

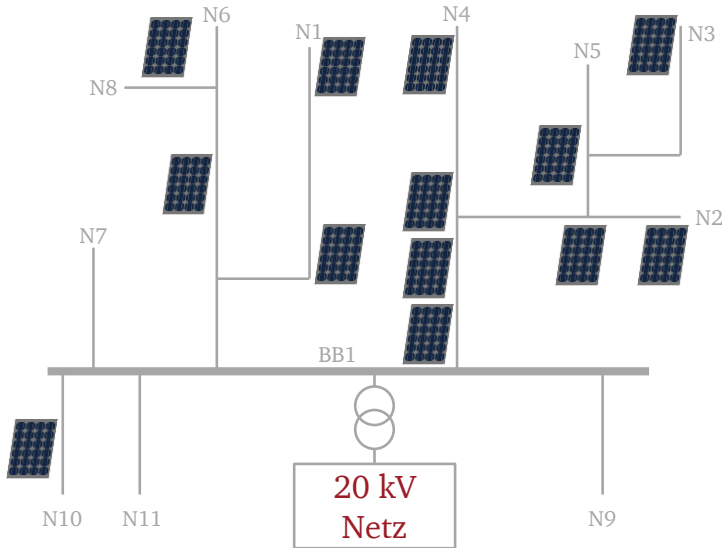


Abbildung 2.1: Schematischer Plan des NS-Netz A inklusive der PV-Anlagen

### 2.3.2 NS-Netz B

Um für die in Kapitel 5 an Hand des NS-Netz A erstellten Einspeiseprofile ein Vergleichsnetz zu haben, an dem die Übertragbarkeit der Strategien erprobt werden kann, wird das in Abbildung 2.2 schematisch dargestellte NS-Netz B verwendet.

Das NS-Netz B verfügt über zwei Strahlen sowie zwei Ringe und in Summe über neun PV-Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 181 kVA. Die 13 in das Netz integrierten Lasten sind Haushaltslasten, denen das H0-Lastprofil hinterlegt ist. Sie sind mit einer Scheinleistung von 2,0 kVA und einem Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,969$  versehen. Die Last mit der größten Leitungsdistanz ist 163 m von der Sammelschiene entfernt. Eine Besonderheit des Netzes ist die große installierte PV-Leistung im Netz, die verhältnismäßig kurzen Leitungswege und das Vorhandensein von zwei Ringen. Das NS-Netz B unterscheidet sich folglich deutlich vom NS-Netz A.

---

Den größten Anteil an der installierten PV-Leistung hat eine 100kVA Anlage in der Nähe des Knotens N12 sowie eine 50kVA Anlage in der Nähe des Knotens N15.

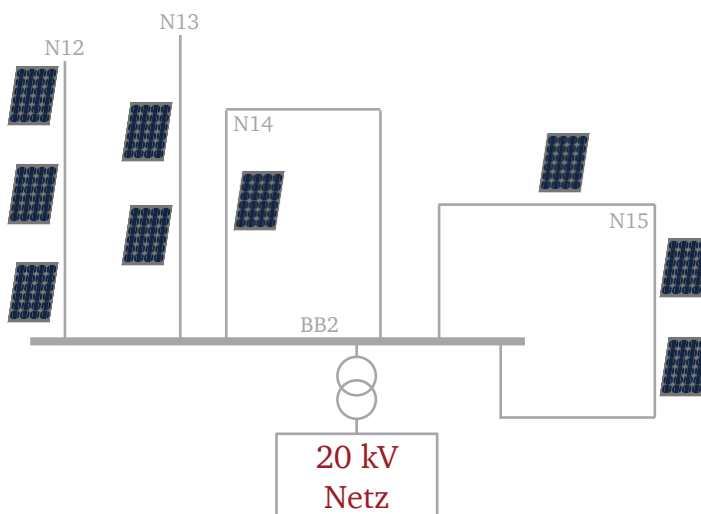


Abbildung 2.2: Schematischer Plan des NS-Netz B inklusive der PV-Anlagen

---

## 2.4 Installierte Photovoltaik im untersuchten Netz

---

In Summe sind im untersuchten Netz 135 PV-Anlagen in Form von PQ-Knoten modelliert. Ein PQ-Knoten definiert für jeden Zeitpunkt die Entnahme beziehungsweise Zuführung von Wirk- und Blindleistung. Für die Berechnung von Lastflüssen ist diese Form der Modellierung legitim, sie ist jedoch ungeeignet für die Berechnung von Kurzschlussströmen oder der Untersuchung von Oberschwingungen und Flicker. Derartige Berechnungen werden für die Untersuchungen in dieser Arbeit nicht benötigt, weshalb die Modellierung mit PQ-Knoten keine Probleme verursacht.

Den Anlagen werden Einspeisepprofile hinterlegt, die auf den Globalstrahlungs-Messdaten einer Wetterstation aus dem Jahr 2008 beruhen. Die Auflösung der Wetterdaten beträgt 15 Minuten und das Einspeiseprofil ist auf eine Anlage mit einer Bemessungsleistung von 1 kVA normiert. So kann das Einspeiseprofil durch die Multiplikation mit der realen Anlagengröße entsprechend skaliert werden. Der Ertrag des hinterlegten Profils beträgt etwa 900 kWh/kVA installierter Leistung, was einem durchschnittlichen Ertrag für den mitteldeutschen Raum entspricht. Das Profil für



---

den Tag mit der höchsten Einspeisespitze ist in Abbildung 2.3 dargestellt. Sie zeigt, dass die maximale Einspeisung am 13. Juni um 13:15 Uhr erreicht wird.

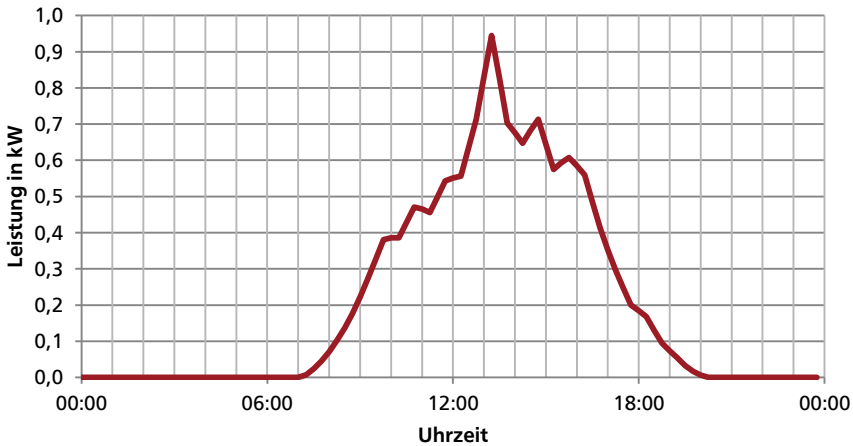


Abbildung 2.3: Verlauf der Einspeisung einer PV-Anlage mit 1kVA Bemessungsscheinleistung, 13. Juni

Im untersuchten Szenario sind PV-Anlagen mit einer maximalen Einspeiseleistung von 1,285MVA in den elf modellierten NS-Netzen eingeplant. Die restlichen NS-Netze, die als Sammellasten in der 20kV Ebene eingefügt sind, werden so behandelt, als gäbe es dort keine PV-Anlagen. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass die Ergebnisse lediglich den Einfluss der untersuchten PV-Anlagen auf die Spannung und die Netzverluste aufdecken.

---

## 2.5 Installierte Lasten im untersuchten Netz

---

Das untersuchte MS-Netz verfügt über 180 Abgänge zu NS-Netzen und weitere 30 Abgänge zu Abnehmern, die direkt an das MS-Netz angeschlossen sind. Die Lasten sind als SC-Knoten<sup>4</sup> modelliert, wobei die gewählten Verschiebungsfaktoren zwischen  $\cos(\varphi) = 0,95$  induktiv und  $\cos(\varphi) = 0,969$  induktiv liegen. Als Profile werden sowohl für die Lasten im MS-Netz als auch in den NS-Netzen Standardlastprofile (SLP) verwendet. Es handelt sich dabei um synthetische Profile, deren Erstellung vom Verband der Elektrizitätswirtschaft in Auftrag gegeben wurde. Die Profile unter-

---

<sup>4</sup> Bei einem SC-Knoten werden für jeden Zeitpunkt die entnommene oder zugeführte Scheinleistung und der Verschiebungsfaktor definiert.

scheiden nach Gewerbe (G), Landwirtschaft (L) und Haushalt (H) und liegen in Viertelstunden Werten vor. Um saisonale Eigenschaften zu berücksichtigen wird zum einen in Wochentage, Samstag sowie Sonn- und Feiertage unterschieden und zum anderen in Jahreszeiten. Halbe Feiertage wie beispielsweise Silvester und Heiligabend werden dabei als Samstag gewertet. Für die Jahreszeiten gelten folgende Zeiträume [19]:

Winter:	1. Nov bis 20. März
Sommer:	15. Mai bis 14. Sept
Übergangszeit:	21. März bis 14. Mai
	15. Sept bis 31. Okt

Auf diese Weise entstehen je nach Tag und Jahreszeit neun unterschiedliche Profile, die jeweils einen zeitabhängigen Faktor  $f_{SLP}(t)$  darstellen. Um zusätzliche jährliche Schwankungen im Lastverlauf, die auf Sonnenaufgangszeiten beziehungsweise Sonnenuntergangszeiten und Außentemperaturen zurückzuführen sind, zu berücksichtigen, wird ein zusätzlicher, tagesabhängiger Dynamisierungsfaktor  $f_{dyn}(d)$  verwendet.

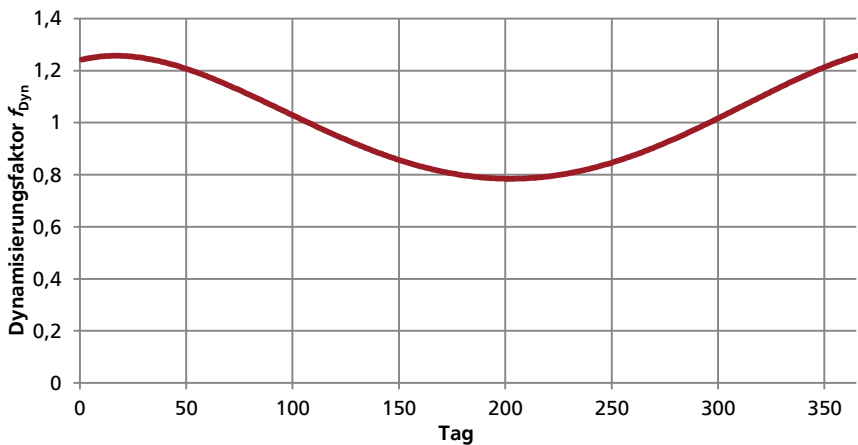


Abbildung 2.4: Verlauf des Dynamisierungsfaktors über ein Jahr, eigene Darstellung nach [19]

Der Dynamisierungsfaktor ist in Abbildung 2.4 abgebildet und basiert auf einem Polynom vierter Ordnung. Im Winter wird durch den Dynamisierungsfaktor die Last um etwa 25% erhöht und im Sommer um etwa 20% reduziert. Die tatsächliche Last zu einem beliebigen Zeitpunkt berechnet sich folglich zu:

$$S(t, d) = f_{\text{SLP}}(t) \cdot f_{\text{Dyn}}(d) \cdot S_N$$

Formel 2.1

Dabei bezeichnet  $S_N$  die Nenn-Scheinleistung der darzustellenden Last.

Die Erstellung eines Referenzprofils für eine geringe Anzahl an Haushalten gestaltet sich schwierig, da der Lastgang von einer Vielzahl zufälliger Ereignisse abhängt und der Einfluss eines einzelnen Haushalts auf den Lastgang groß ist. Es ergäben sich folglich in Realität große Abweichungen von den SLPs. Erst durch die Anwendung von Profilen für eine Vielzahl an Haushalten reduzieren sich diese Abweichungen, da die zufälligen Ereignisse in der großen Masse an Verbrauchern untergehen. Die empfohlene Mindestanzahl an Haushalten für eine korrekte Anwendbarkeit des SLPs  $H_0$  im untersuchten Netz beträgt 150 [20]. Dies ist im MS-Netz gegeben, nicht jedoch im NS-Netz A. Die Folge ist, dass bei Untersuchungen im NS-Netz die mittels der SLPs angenommene Last in Realität stärker nach oben oder unten abweichen könnte, als dies im MS-Netz der Fall ist. Für die Ergebnisse dieser Arbeit ist dieser Fehler hinnehmbar, da das Ziel nicht in der maximalen Ausreizung von Spannungsbändern und thermischen Belastungsgrenzen von Betriebsmitteln liegt, sondern vielmehr im genauen Gegenteil. Starke Spannungsabweichungen sowie stromabhängige Verluste sollen durch unterschiedliche Blindleistungsstrategien minimiert werden. Aus dem gleichen Grund ist auch eine Art „worst-case“ Betrachtung der Lasten mit Hilfe einer hohen beziehungsweise niedrigen konstanten Last nicht zielführend. Das zeitliche Zusammenspiel von Einspeisung und Last wäre dadurch außer Kraft gesetzt und damit auch keine Aussage zu auftretenden Netzverlusten mehr machbar.

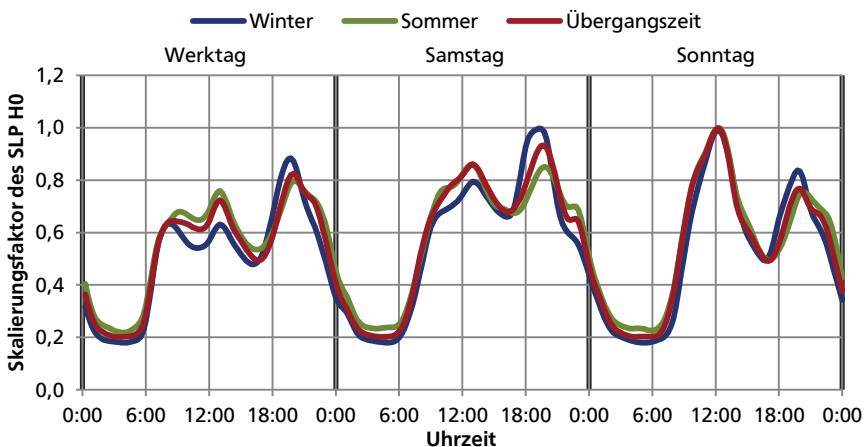


Abbildung 2.5: Tagesverlauf des Skalierungsfaktors des SLP  $H_0$ , eigene Darstellung nach [21]

Der Verlauf des H0 Profils zu den unterschiedlichen Jahreszeiten und Tagestypen kann Abbildung 2.5 entnommen werden. Es ist zu erkennen, dass die höchste durch Haushalte verursachte Last Samstag-Abend und Sonntag-Mittag auftritt. Durch die Multiplikation mit dem Dynamisierungsfaktor ergibt sich als der Tag mit der Haushalts-Jahreshöchstlast der 31. Dezember, der als Samstag gewertet wird, da es sich um einen halben Feiertag handelt.

Die Gesamtlast des untersuchten MS-Netzes setzt sich zusammen aus den H0 Profilen der Haushalte sowie den zusätzlich vorhandenen G0 Profilen der ansässigen Gewerbe. Die Jahreshöchstlast des MS-Netzes liegt bei 24,7MW, wodurch der speisende Trafo maximal zu 61,7% ausgelastet wird. Abbildung 2.6 zeigt die geordnete Jahresdauerkennlinie des Wirkleistungsbezugs des gesamten MS-Netzes ohne PV Einspeisung und bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen ( $PV_{Q=0}$ ). Die Kennlinie ist so aufgetragen, dass nach den Lasten ohne PV-Einspeisung sortiert wurde. Der Fall der reinen Wirkleistungseinspeisung ist nicht nochmals sortiert, sondern in gleicher Reihenfolge wie die Werte für  $PV_{Q=0}$ , so dass die Lastdifferenzen erkennbar werden. Es ist zu erkennen, dass weder die Spitzenlast noch die Schwachlast des Netzes durch die PV-Einspeisung reduziert wird, sondern insbesondere mittlere Lastfälle abgesenkt werden. Diese Aussage gilt selbstverständlich nur für die gegebene Zusammensetzung von Lastprofilen. In einem Netz mit anderer Zusammensetzung von Lastprofilen, können auch andere Effekte auftreten. Diese sind nicht Teil der durchgeführten Untersuchungen.

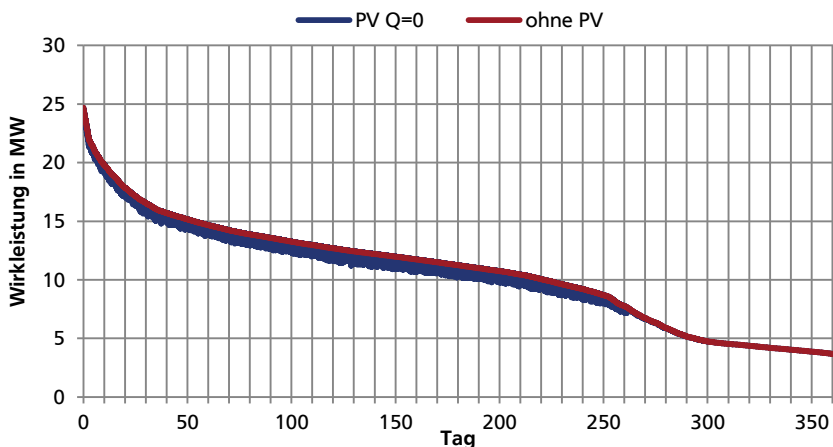


Abbildung 2.6: Geordnete Jahresdauerkennlinie des Wirkleistungsbedarfs des MS-Netzes

---

## 2.6 Simulationszeitpunkte

---

Um die Wirksamkeit alternativer Strategien im Simulationsmodell zu überprüfen, werden vollständige Jahressimulationen durchgeführt. Um den genauen Verlauf innerhalb eines Tages zu betrachten, sollen drei Tage mit ausgemachten Extrempunkten näher untersucht werden. Diese sind der Zeitpunkt größter Netzlast, der Zeitpunkt geringster Netzlast sowie der Zeitpunkt größter PV-Einspeisung (siehe Tabelle 2.2). Der Zeitpunkt größter Last ist der 31. Dezember um 19:15 Uhr und der Zeitpunkt niedrigster Last der 21. Juli um 03:45 Uhr. Beide Zeitpunkte liegen folglich außerhalb der Zeit, zu der PV-Anlagen Wirkleistung in das Stromnetz einspeisen. Zum Zeitpunkt der größten Last ist der Spannungsfall im Stromnetz sehr groß und somit sind zu diesem Zeitpunkt sehr niedrige Netzspannungen zu erwarten. Umgekehrt ist der Zeitpunkt mit der niedrigsten Last der Zeitpunkt zu dem der niedrigste Spannungsfall und damit die höchsten Spannungsniveaus im Netz zu erwarten sind. Bei der Einspeisung von Blindleistung in der Nacht muss daher zu diesem Zeitpunkt die obere Spannungsgrenze untersucht werden. Da auch die Einspeisung von Wirkleistung spannungsanhebend wirkt muss auch der Zeitpunkt höchster Wirkleistungseinspeisung in Hinblick auf die obere Spannungsgrenze in die Untersuchung einbezogen werden. Der Zeitpunkt höchster Einspeisung ist in einigen Teilnetzen nach Abzug der am Netz angeschlossenen Lasten zusätzlich der Zeitpunkt mit dem größten Leistungsüberschuss. Der Leistungsfluss hat sich in diesem Fall umgekehrt.

Tabelle 2.2: Ausgewählte Simulationszeitpunkte für Tagesuntersuchungen

Datum	Uhrzeit	Besonderheit
13. Juni	13:15 Uhr	Zeitpunkt maximaler PV-Einspeisung
21. Juli	03:45 Uhr	Zeitpunkt niedrigster Last
31. Dezember	19:15 Uhr	Zeitpunkt höchster Last

Auch wenn es sich bei den drei in Tabelle 2.2 gewählten Zeitpunkten um Grenzwerte bezüglich Last- beziehungsweise Einspeiseverhalten handelt, muss berücksichtigt werden, dass zu weiteren Zeitpunkten des Jahres auch extremere Spannungssituationen auftreten können. Dies ist zum einen auf die Residuallast (Last abzüglich Einspeisung), das Blindleistungsverhalten der PV-Anlagen und letztlich auch auf die Position des Stufenstellers am HS/MS-Trafo zurück zu führen.

---

## 2.7 Theoretische Grundlagen

---

In diesem Abschnitt werden kurz die benötigten energietechnischen Grundlagen erläutert, auf denen die Nachfolgenden Untersuchungen bezüglich Spannungsverhalten, Netzverlusten und Blindleistungsbilanz beruhen. Die Ausführungen basieren weitestgehend auf den Quellen [22], [23] und [24].

### 2.7.1 Leitungsgleichungen, Ferranti-Effekt und natürliche Leistung

Sind die Leitungsbeläge ( $R', L', G', C'$ ) einer Leitung über die Länge der Leitung konstant, spricht man von einer homogenen Leitung und es gilt die Vierpol-Gleichung aus Formel 2.2 [23].

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{I}_A \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\underline{\gamma}l) & \underline{Z}_W \sinh(\underline{\gamma}l) \\ \underline{Z}_W^{-1} \sinh(\underline{\gamma}l) & \cosh(\underline{\gamma}l) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_E \\ \underline{I}_E \end{pmatrix} \quad \text{Formel 2.2}$$

Dabei bezeichnen  $\underline{U}_A$  und  $\underline{I}_A$  Spannung und Strom am Anfang der Leitung, während  $\underline{U}_E$  und  $\underline{I}_E$  Spannung und Strom an der Stelle  $l$ , in diesem Fall dem Ende der Leitung, bezeichnet. Mit  $\underline{\gamma}$  wird die Ausbreitungskonstante bezeichnet. Diese berechnet sich nach Formel 2.3, wobei  $\alpha$  als Dämpfungskonstante und  $\beta$  als Phasenkonstante bezeichnet wird.

$$\underline{\gamma} = \alpha + j\beta = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad \text{Formel 2.3}$$

Der Wellenwiderstand  $\underline{Z}_W$  wird nach Formel 2.4 definiert.

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad \text{Formel 2.4}$$

Es soll eine für Hochspannungsleitungen übliche Vereinfachung angewandt werden, die für verlustarme Leitungen gilt. Wenn  $R' \ll \omega L'$  und  $G' \ll \omega C'$  können  $R'$  und  $G'$  gleich null angenommen werden [24]. Dadurch vereinfachen sich Formel 2.3 und Formel 2.4 wie folgt:

$$\underline{\gamma} = j\beta = j\omega\sqrt{L'C'} \quad \text{Formel 2.5}$$

$$\underline{Z}_W = Z_W = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad \text{Formel 2.6}$$

Die Vierpolgleichung aus Formel 2.2 lässt sich mittels Formel 2.5 vereinfachen zu:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{I}_A \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(j\beta l) & \underline{Z}_W \sinh(j\beta l) \\ \underline{Z}_W^{-1} \sinh(j\beta l) & \cosh(j\beta l) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_E \\ \underline{I}_E \end{pmatrix} \quad \text{Formel 2.7}$$

Zu weiteren Vereinfachung bedarf es der Definitionen des Sinus Hyperbolicus (Formel 2.8) und des Kosinus Hyperbolicus (Formel 2.9):

$$\sinh x = -j \sin(jx) \quad \text{Formel 2.8}$$

$$\cosh x = \cos(jx) \quad \text{Formel 2.9}$$

Somit lässt sich Formel 2.7 weiter umstellen zu Formel 2.10, die verlustlose Leitungen den Zusammenhang zwischen Strom und Spannung am Anfang und am Ende einer Leitung darstellt.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{I}_A \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\beta l) & j\underline{Z}_W \sin(\beta l) \\ j\underline{Z}_W^{-1} \sin(\beta l) & \cos(\beta l) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_E \\ \underline{I}_E \end{pmatrix} \quad \text{Formel 2.10}$$

Eine alternative Vereinfachung der Vierpolgleichung aus Formel 2.2 ist für elektrisch kurze Leitungen möglich. Elektrisch kurz sind Leitungen, bei denen  $\gamma l \ll 1$  ist. Bei Freileitungen bedeutet dies, dass die Leitung kürzer als 250km und bei Kabeln kürzer als 50km ist. Dies gilt für einen Großteil der Leitungen im Verteilnetz. Für elektrisch kurze Leitungen lässt sich Formel 2.2 vereinfachen, indem die Hyperbelfunktionen durch das erste, beziehungsweise die ersten beiden Glieder ihrer Taylor-Reihen-Entwicklung ersetzt werden [23]. Näherungsweise gilt:

$$\sinh(\underline{\gamma} l) \approx \underline{\gamma} l \quad \text{Formel 2.11}$$

$$\cosh(\underline{\gamma} l) \approx 1 + \frac{(\underline{\gamma} l)^2}{2} \quad \text{Formel 2.12}$$

Formel 2.2 vereinfacht sich somit zu:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{I}_A \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 + \frac{(\underline{\gamma} l)^2}{2} & \underline{Z}_W \underline{\gamma} l \\ \underline{Z}_W^{-1} \underline{\gamma} l & 1 + \frac{(\underline{\gamma} l)^2}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_E \\ \underline{I}_E \end{pmatrix} \quad \text{Formel 2.13}$$

Zum besseren Verständnis des Spannungsverhaltens einer Leitung soll zunächst der Sonderfall einer unbelasteten und demnach freilaufenden Leitung ( $\underline{I}_E = 0\text{A}$ ) unter-

sucht werden. Die Spannung  $\underline{U}_A$  berechnet sich für diesen Fall gemäß Formel 2.13 wie in Formel 2.14 dargestellt.

$$\underline{U}_A = \left( 1 + \frac{(\underline{Y}l)^2}{2} \right) \underline{U}_E \quad \text{Formel 2.14}$$

Durch Anwendung der Vereinfachung aus Formel 2.5 und Umstellung lässt sich das Verhältnis der Spannung am Anfang der Leitung zur Spannung am Ende der Leitung für den unbelasteten Fall darstellen als:

$$\frac{\underline{U}_A}{\underline{U}_E} = 1 - \frac{(\beta l)^2}{2} \quad \text{Formel 2.15}$$

Da der Quotient aus Anfangs- zu Endspannung laut Formel 2.15 stets kleiner eins ist, ergibt sich, dass die Spannung am Ende einer unbelasteten Leitung in jedem Fall größer ist als am Anfang. Dies ist als „Ferranti-Effekt“ bekannt und auf das kapazitive Verhalten einer leerlaufenden Leitung zurück zu führen. Für den Fall einer Leitung, an deren Ende eine Last der Größe des Wellenwiderstands  $\underline{Z}_W$  angeschlossen ist, ergibt sich am Leitungsende für den Strom  $\underline{I}_E$  nach dem Ohm’schen Gesetz:

$$\underline{I}_E = \frac{\underline{U}_E}{\underline{Z}_W} \quad \text{Formel 2.16}$$

Die bei diesem Fall umgesetzte Leistung wird als „natürliche Leistung“ bezeichnet. Durch Einsetzen der Belastung gemäß Formel 2.16 in die vereinfachte Vierpolgleichung für verlustlose Leitungen nach Formel 2.10 ergeben sich folgende Spannung und folgender Strom am Anfang der Leitung:

$$\underline{U}_A = \underline{U}_E (\cos(\beta l) + j \sin(\beta l)) \quad \text{Formel 2.17}$$

$$\underline{I}_A = \underline{I}_E (\cos(\beta l) + j \sin(\beta l)) \quad \text{Formel 2.18}$$

Durch Anwendung der Eulerformel lassen sich Formel 2.17 und Formel 2.18 umschreiben zu:

$$\underline{U}_A = \underline{U}_E e^{j\beta l} \quad \text{Formel 2.19}$$

$$\underline{I}_A = \underline{I}_E e^{j\beta l} \quad \text{Formel 2.20}$$

In diesem speziellen Fall der Belastung mit dem Wellenwiderstand bleiben folglich bei einer verlustlosen Leitung die Beträge von Strom und Spannung am Leitungsan-



fang und -ende genau gleich. Es findet lediglich eine Drehung um den Winkel  $\beta l$  statt. Anders ausgedrückt, heben sich bei der Belastung der Leitung mit dem Wellenwiderstand die Kapazitäten und Induktivitäten der Leitung genau auf. Die Leitung überträgt dann lediglich die Leistung, die von der Last benötigt wird. Wird eine Leitung unterhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben, dominieren die Kapazitäten der Leitung, so dass sie induktive Blindleistung bereitstellt. Wird sie oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben, dominieren die Induktivitäten der Leitung, so dass sie induktive Blindleistung bezieht.

Allgemein gilt, dass Freileitungen auf Grund ihrer geringen Kapazitäten eine geringe natürliche Leistung haben und daher meist oberhalb von ihr betrieben werden. Für Kabel ist es allgemein umgekehrt. Bei ihnen ist die natürliche Leistung häufig so groß, dass sie die thermisch maximal mögliche Leistung übersteigt, so dass sie selbst bei Maximallast noch kapazitiv sind. Diese Faustformel hat jedoch auch Ausnahmen, welche im Folgenden aufgezeigt werden.

Die natürliche Leistung einer Leitung  $P_{\text{nat}}$  berechnet sich nach:

$$P_{\text{nat}} = 3\underline{U}_E \underline{I}_E^* = 3\underline{U}_A \underline{I}_A^* = 3 \frac{U_E^2}{Z_W} = 3 \frac{U_A^2}{Z_W} \quad \text{Formel 2.21}$$

Die Spannung  $U_A$  und  $U_E$  sind Stranggrößen. Da die Nennspannung  $U_n$  stets als verkettete Spannung angegeben wird, gilt in guter Näherung:

$$U_A = U_E \approx \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Formel 2.22}$$

Dadurch wird Formel 2.21 zu:

$$P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{Z_W} \quad \text{Formel 2.23}$$

Es ist zu erkennen, dass die natürliche Leistung quadratisch von der Nennspannung der Leitung abhängt. Dieser Zusammenhang ist von großer Bedeutung, da er dazu führt, dass die natürliche Leistung in 0,4kV -Netzen so klein ist, dass selbst Kabel häufig ein induktives Verhalten vorweisen. Umgekehrt ist die natürliche Leistung in Höchstspannungsnetzen so groß, dass Freileitungen häufig kapazitiv betrieben werden. Gleichzeitig bedeutet dies, dass das untersuchte MS-Netz, das eine Nennspannung von 20kV vorweist, anfälliger für stark kapazitives Verhalten ist als ein MS-Netz mit 10kV Nennspannung.

## 2.7.2 Spannungsfall an kurzen Leitungen

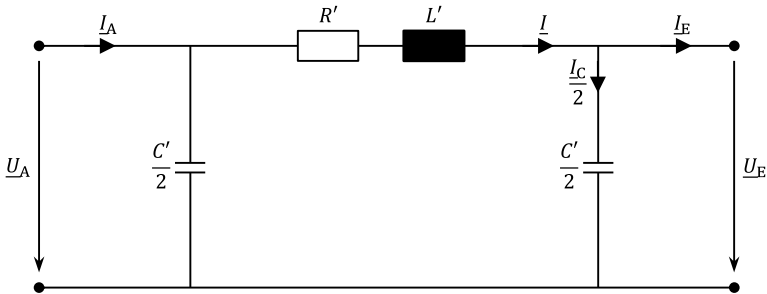


Abbildung 2.7: Vereinfachtes  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung, eigene Darstellung nach [22]

Um das Spannungsverhalten von verlustbehafteten Leitungen zu beschreiben, wird für gewöhnlich das  $\pi$ -Ersatzschaltbild herangezogen. Obgleich es lediglich eine einphasige Leitung darstellt, ist das Modell auch bei einer symmetrisch aufgebauten und belasteten Drehstromleitung gültig [22]. Dabei bezeichnet  $R'$  den Widerstandsbelag,  $L'$  den Induktivitätsbelag,  $C'$  den Kapazitätsbelag und  $G'$  den Ableitungsbelag. Das vollständige  $\pi$ -Ersatzschaltbild ist im Anhang in Abbildung A 1 dargestellt. Da der Ableitstrom, der durch den Ableitungsbelag fließt, „in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen meist vernachlässigbar ist, wird  $G = 0$ “ [25] gesetzt, wodurch sich das  $\pi$ -Ersatzschaltbild, wie in Abbildung 2.7 dargestellt, vereinfacht.

Das zum Ersatzschaltbild aus Abbildung 2.7 gehörige Zeigerdiagramm für die Spannungen und Ströme ist in Abbildung 2.8 dargestellt.

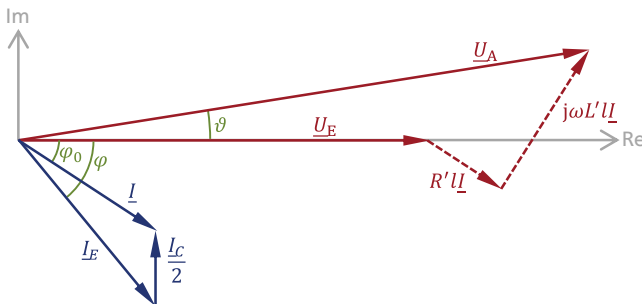


Abbildung 2.8: Zeigerdiagramm zum vereinfachten  $\pi$ -Ersatzschaltbild, eigene Darstellung nach [22]

Gemäß dem Zeigerdiagramm aus Abbildung 2.8 lässt sich der Spannungsfall über eine Leitung, die mit einer Scheinleistung  $\underline{S}_E = P_E + jQ_E$  belastet wird, wie folgt berechnen [22]:

$$\Delta U = |U_A| - |U_E| = R' l \cos \varphi_0 + \omega L' l \sin \varphi_0 + U_A (1 - \cos \vartheta) \quad \text{Formel 2.24}$$

Mit den beiden Umformungen

$$I \cos \varphi_0 = I_E \cos \varphi = \frac{P_E}{3U_E} \quad \text{Formel 2.25}$$

$$I \sin \varphi_0 = I_E \cos \varphi - \frac{I_C}{2} = \frac{Q_E}{3U_E} - \frac{\omega C' l U_E}{2} \quad \text{Formel 2.26}$$

lässt sich Formel 2.24 in folgende Form bringen:

$$\Delta U = \frac{1}{U_E} \left( R' \frac{P_E l}{3} + \omega L' \frac{Q_E l}{3} \right) + U_A (1 - \cos \vartheta) - \frac{\omega^2 L' C' l^2 U_E}{2} \quad \text{Formel 2.27}$$

Nach [22] sind die drei Terme aus Formel 2.27 wie folgt zu interpretieren:

Der erste Term gibt den stromabhängigen Spannungsfall wieder. Je nachdem ob  $R'$  oder  $\omega L'$  betragsmäßig größer ist, ist der Spannungsfall stärker von der übertragenen Wirk- oder Blindleistung abhängig. In einem NS-Netz, in dem  $R'$  etwa 2,5 mal größer als  $\omega L'$  ist, dominiert die übertragene Wirkleistung den Spannungsfall. In HS- und MS-Netzen verhält es sich zumeist umgekehrt.

Der zweite Term berücksichtigt eine Nichtlinearität, die aus der Drehung von Ausgangs- zu Eingangsspannung (Leitungswinkel  $\vartheta$ ) resultiert. Sie ist in etwa quadratisch von der Belastung der Leitung abhängig. Für Freileitungen mit einer Länge von bis zu 50km und Kabeln mit einer Länge von bis zu 10km ist der Leitungswinkel klein und somit der Einfluss auf die Spannung vernachlässigbar ( $< 1,5\%$  bei Übertragung der natürlichen Leistung).

Der dritte Term ist unabhängig von der Belastung und auf den Ferranti-Effekt zurück zu führen. Der Term ist für Freileitungen mit einer Länge von bis zu 50km und Kabeln mit einer Länge von bis zu 10km vernachlässigbar, da der Ferranti-Effekt lediglich einen Spannungsanstieg  $< 2\%$  verursacht [22].

---

### 2.7.3 Leistungsverhalten einer Leitung

In Abschnitt 2.7.1 wurde an Hand der natürlichen Leistung der Fall vorgestellt, bei dem eine Leitung sich weder induktiv noch kapazitiv verhält, da sich Induktivitäten und Kapazitäten genau aufheben. Um die Zusammensetzung der Wirkverluste und des Blindleistungsbedarfs aufzuzeigen, soll eine Analyse einer elektrisch kurzen Leitung gemäß [22] gezeigt werden. Mit dem Ersatzschaltbild aus Abbildung 2.7 folgt für die Wirkverluste der dreiphasigen Drehstromleitung:

$$P_V = 3R'lI^2 \quad \text{Formel 2.28}$$

Zusätzlich gilt:

$$I^2 = I^2 \sin^2 \varphi_0 + I^2 \cos^2 \varphi_0 \quad \text{Formel 2.29}$$

Somit ergibt sich aus Formel 2.28 und Formel 2.29:

$$P_V = 3R'l((I \sin \varphi_0)^2 + (I \cos \varphi_0)^2) \quad \text{Formel 2.30}$$

Mittels der beiden Umformungen aus Formel 2.25 und Formel 2.26 lässt sich die Verlustleistung aus Formel 2.30 darstellen als:

$$P_V = 3R'l \left( \left( \frac{Q_E}{3U_E} - \frac{\omega C'l U_E}{2} \right)^2 + \left( \frac{P_E}{3U_E} \right)^2 \right) \quad \text{Formel 2.31}$$

$$P_V = \frac{R'l}{3U_E^2} S_E^2 + 3R'l \left( \frac{\omega^2 (C'l)^2}{4} U_E^2 - \frac{\omega C'l}{3} Q_E \right) \quad \text{Formel 2.32}$$

$$P_V = \frac{R'l}{3U_E^2} S_E^2 - 3R'l \frac{\omega C'l}{3} Q_E + 3R'l \frac{\omega^2 (C'l)^2}{4} U_E^2 \quad \text{Formel 2.33}$$

Die Verlustleistung ist laut Formel 2.33 aufteilbar in einen lastabhängigen (erster und zweiter Term) sowie einen spannungsabhängigen Teil (dritter Term). Der dritte Term der Verlustleistung ist selbstverständlich auch durch einen Strom verursacht, jedoch handelt es sich um den Ladestrom der Querkapazitäten. Somit fallen diese Verluste auch an, wenn keine Last am Leitungsende angeschlossen ist.

Wird mit der Leitung eine Last mit der Scheinleistung  $\underline{S}_E$  versorgt, ist der zweite Term aus Formel 2.32 meist vernachlässigbar gegenüber dem ersten, so dass in guter Näherung gilt:

$$P_V \approx \frac{R'l}{3U_E^2} S_E^2 \approx \frac{R'l}{U_n^2} S_E^2 \quad \text{Formel 2.34}$$

Somit sind die Verluste einer Leitung proportional von der am Leitungsende abgenommenen Scheinleistung abhängig. Zur Reduktion der Leitungsverluste kommt folglich neben einer Reduktion der übertragenen Wirkleistung auch eine Reduktion der übertragenden Blindleistung in Frage.

Analog zur Ermittlung der Wirkverluste lassen sich auch die Blindverluste, sprich die von der Leitung aufgenommene Blindleistung, gemäß [22] herleiten. Abermals aus dem Ersatzschaltbild aus Abbildung 2.7 folgt für die Blindverluste der dreiphasigen Drehstromleitung:

$$Q_V = 3 \left( \omega L' l I^2 - \frac{\omega C' l}{2} U_A^2 - \frac{\omega C' l}{2} U_E^2 \right) \quad \text{Formel 2.35}$$

$$Q_V = 3\omega L' l I^2 - \frac{3\omega C' l}{2} (U_A^2 + U_E^2) \quad \text{Formel 2.36}$$

Der erste Term stellt den Blindleistungsbedarf der Längsinduktivität und der zweite Term den der Querkapazitäten dar. Der zweite Term ist negativ, da der kapazitive Ladestrom einem negativen Bezug induktiver Blindleistung entspricht. Mit der Umformung gemäß Formel 2.29 sowie den Umformungen aus Formel 2.25 und Formel 2.26 lassen sich die Blindverluste aus Formel 2.36 darstellen als:

$$Q_V = \frac{\omega L' l S_E^2}{3U_E^2} + 3\omega L' l \left( \frac{\omega^2 (C' l)^2 U_E^2}{4} - \frac{\omega C' l Q_E}{3} \right) - \frac{3\omega C' l}{2} (U_A^2 + U_E^2) \quad \text{Formel 2.37}$$

Nach [22] kann der zweite Term aus Formel 2.37 vernachlässigt werden, so dass in guter Näherung für die Blindverluste gilt:

$$Q_V \approx \frac{\omega L' l S_E^2}{3U_E^2} - \frac{3\omega C' l}{2} (U_A^2 + U_E^2) \quad \text{Formel 2.38}$$

Gemäß Abschnitt 2.7.1 ist der Blindleistungshaushalt bei Belastung der Leitung mit der natürlichen Leistung  $P_{\text{nat}}$  ausgeglichen. Durch Einsetzen von  $S_E = P_{\text{nat}}$  in Formel 2.38 ergibt sich für die Blindverluste:

$$Q_V \approx \frac{\omega L' l P_{\text{nat}}^2}{3U_E^2} - \frac{3\omega C' l}{2} (U_A^2 + U_E^2) \quad \text{Formel 2.39}$$

Mittels Formel 2.6, Formel 2.22 und Formel 2.23 lässt sich Formel 2.39 umformen:

---


$$Q_V \approx \frac{\omega L' l U_n^4}{U_n^2 \frac{L'}{C'}} - \frac{3 \omega C' l}{2} 2 \frac{U_n^2}{3}$$
Formel 2.40

$$Q_V \approx \omega C' l U_n^2 - \omega C' l U_n^2$$
Formel 2.41

$$Q_V \approx 0$$
Formel 2.42

Somit bestätigt sich, dass die Leitung bei Bezug der natürlichen Leistung am Leitungsende keine Blindverluste verursacht.

---

## 2.8 Zusammenfassung des Kapitels 2

---

Im Kapitel 2 der vorliegenden Arbeit wurden die zu Grunde liegenden Rahmenbedingungen und theoretischen Grundlagen für die Nachfolgenden Untersuchungen vorgestellt. Es ist wichtig die Netztopologie zu kennen, um die in den folgenden Kapiteln dargestellten Ergebnisse richtig einordnen zu können. Daher wurde das MS-Netz sowie die beiden NS-Netze A und B inklusive der modellierten PV-Anlagen und Lasten dargestellt und erläutert.

Schließlich wurden an Hand der Leitungstheorie die Einflüsse auf den Spannungsfall über einer Leitung sowie die Wirk- und Blindverluste hergeleitet und kurz erklärt.



---

# 3 Status Quo – Einspeisung gemäß VDE-AR-N 4105

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der Einspeisung reiner Wirkleistung sowie der Einspeisung nach der VDE-AR-N 4105 mit hinterlegter Verschiebungsfaktor-Kennlinie untersucht. Diese Einspeisung entspricht den heutigen Anforderungen und Richtlinien und ist damit der derzeit praktizierte Ansatz zur Vermeidung unzulässiger Spannungswerte. Die Ergebnisse dieser Einspeisemethode im untersuchten Netz dienen als Referenz und somit als Vergleichswert für die alternativen Einspeisestrategien, die in Kapitel 5 vorgestellt werden.

---

## 3.1 Anschlusskriterien für Energie-Erzeugungsanlagen

---

Energie-Erzeugungsanlagen (EZA) sind in der Regel als symmetrischer, drei-phasiger Drehstromgenerator auszuführen. Bis zu einer gewissen Leistung ist auch ein einphasiger Betrieb möglich. Dabei darf die Scheinleistung je Außenleiter jedoch 4,6kVA nicht überschreiten. Größere Anlagen dürfen nur dann aus einphasigen Umrichtern aufgebaut werden, wenn diese über Kommunikationstechnik miteinander verbunden werden. Diese Kommunikationstechnik muss im Falle einer 4,6kVA übersteigenden Asymmetrie in der Einspeisung eingreifen, in dem die Einspeiseleistung entsprechend reduziert wird. Für Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden galt lediglich, dass die Asymmetrie auf Basis der Summe der Bemessungsleistungen der Umrichter  $\leq 4,6\text{kVA}$  sein muss [3].

So lange sich die Netzspannung  $U$  innerhalb eines tolerierten Spannungsbands  $U_n - 10\% \leq U \leq U_n + 10\%$  befindet und die Sonneneinstrahlung eine Wirkleistungseinspeisung von mindestens 20 % der Bemessungsleistung erlaubt, muss die Anlage mit einem variablen Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  betrieben werden können. Es gilt dabei laut [6] folgende Unterscheidung bei folgenden Anforderungen:



- EZA mit maximaler Scheinleistung:  $S \leq 3,68 \text{ kVA}$ :  
 $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$  bis  $0,95_{\text{übererregt}}$  (keine Vorgabe des Netzbetreibers)
- EZA mit maximaler Scheinleistung:  $3,68 \text{ kVA} \leq S \leq 13,8 \text{ kVA}$   
Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb  
 $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$  bis  $0,95_{\text{übererregt}}$
- EZA mit maximaler Scheinleistung:  $S \geq 13,8 \text{ kVA}$   
Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb  
 $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{untererregt}}$  bis  $0,90_{\text{übererregt}}$

Der geforderte Betriebsbereich der Anlagen ist in Abbildung 3.1 a) und b) als rot gefärbte Fläche markiert. Im untererregten Betrieb beziehen die Anlagen induktive Blindleistung aus dem Netz, im übererregten wiederum speisen sie induktive Blindleistung in das Netz ein. In der Regel wird der Anlage durch den Netzbetreiber eine Kennlinie hinterlegt, die den geforderten Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung definiert. Die EZA muss den geforderten Verschiebungsfaktor automatisch binnen zehn Sekunden anfahren.

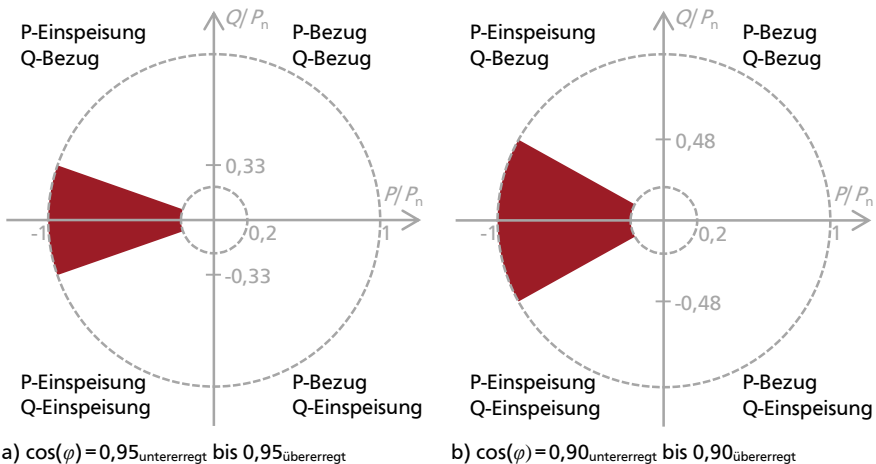


Abbildung 3.1: Geforderter Betriebsbereich der EZA, eigene Darstellung nach [6]

Abbildung 3.2 zeigt eine Standard-Kennlinie für einen Wechselrichter einer EZA mit einer Scheinleistung  $S \geq 3,68 \text{ kVA}$ , beziehungsweise  $S \geq 13,8 \text{ kVA}$ . Die Kennlinie wird durch mehrere Stützstellen, die innerhalb der gestrichelten Box liegen müssen definiert. Die dargestellte Kennlinie verfolgt das Ziel den Spannungshub, der durch die

EZA verursacht wird, zu minimieren. Daher bezieht die Anlage bei großer Wirkleistungseinspeisung zusätzlich induktive Blindleistung (untererregter Betrieb). Generell kann der Netzbetreiber auch eine andere Kennlinie wählen, die beispielsweise auch induktive Blindleistung in das Netz einspeist, er muss diese lediglich bei der Genehmigung der Anlage dem Betreiber mitteilen.

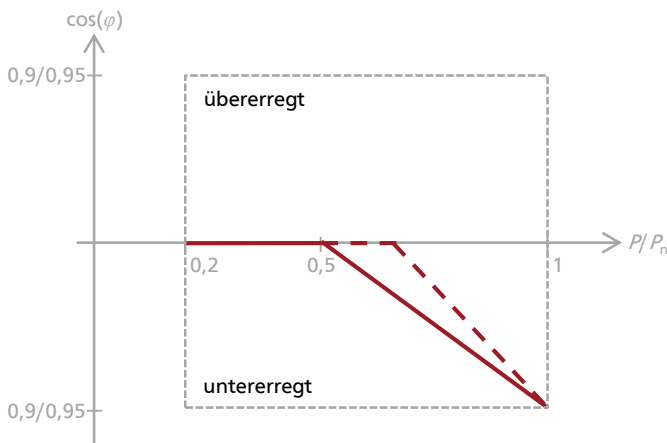


Abbildung 3.2: Standard-Kennlinie  $\cos(\varphi)$  von  $P$ , eigene Darstellung nach [6]

## 3.2 Spannungsänderung durch PV-Einspeisung

Zur Ermittlung einer Ausgangssituation im untersuchten Netzgebiet dient ein Vergleich zwischen dem Netz bei fehlender Einspeisung (ohne PV) und bei der Einspeisung reiner Wirkleistung durch die PV-Anlagen ( $Q = 0$ ). Hierzu wird insbesondere der Tag mit der stärksten PV-Einspeisung (13. Juni) herangezogen und der Lastfluss direkt hinter dem Bilanzknoten (am HS/MS-Trafo) sowie am Ortsnetztrafo (ONT) zum NS-Netz A, die Spannungen im NS-Netz A sowie die Verluste im gesamten Netz betrachtet.

Im NS-Netz A beträgt die Einspeisung aus den PV-Anlagen am 13. Juni zur Spitzenzeit (13:15 Uhr) rund 100 kW, womit der Leistungsbedarf des NS-Netz A zu diesem Zeitpunkt überschritten wird. Die Richtung des Lastflusses am ONT des NS-Netz A kehrt sich folglich um, so dass Wirkleistung in das MS-Netz gespeist wird. Tabelle 3.1 kann entnommen werden, dass zum untersuchten Zeitpunkt die Last im NS-Netz A von rund 77 kW vollständig durch die PV-Einspeisung gedeckt wird und die über-



schüssige Leistung, die in das MS-Netz gespeist wird, etwa 23kW beträgt. Hervorzuheben ist jedoch, dass durch die Einspeisung reiner Wirkleistung der Bezug an induktiver Blindleistung im NS-Netz A in etwa gleich bleibt. Die leichte Erhöhung um etwa 0,2kvar resultiert aus der Änderung der Betriebsmittelauslastung und dem damit verbundenen veränderten Blindleistungsbedarf. Gleichzeitig reduziert sich aber der Bedarf an Blindleistung am Bilanzknoten um etwa 100kvar. Dies ist vorwiegend auf eine veränderte Auslastung von Leitungen im 20kV Netz zurückzuführen.

Tabelle 3.1: Ergebnisse des Lastflusses für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni, 13:15 Uhr

	Bilanzknoten			ONT NS-Netz A		
	<i>P</i> in kW	<i>Q</i> in kvar	cos( $\varphi$ )	<i>P</i> in kW	<i>Q</i> in kvar	cos( $\varphi$ )
Ohne PV	12.459,22	1.130,6	0,996	76,94	19,82	0,968
PV <sub>Q=0</sub>	11.211,78	929,81	0,997	-22,98	20,03	0,754
PV <sub>VDE</sub>	11.219,36	1.530,43	0,991	-22,45	66,20	0,321

Tabelle 3.2 zeigt ausgewählte Knotenspannungen im NS-Netz A, die aus den unterschiedlichen Einspeisestrategien resultieren. Eine Auflistung weiterer Knotenspannungen des NS-Netzes A ist Tabelle B 1 im Anhang zu entnehmen. Es ist ersichtlich, dass der Anstieg der Spannung bei reiner Wirkleistungseinspeisung gegenüber der Spannung ohne PV-Einspeisung bis zu 18,6V (entspricht 4,7%) am Knoten N3 beträgt. Des Weiteren ist ersichtlich, dass die Umkehrung des Leistungsflusses zu einer Umkehrung des Spannungsfalls über den Leitungen führt. Während im Fall ohne PV-Einspeisung die Spannung an der Sammelschiene (BB1) die höchste im NS-Netz A ist, ist sie bei Einspeisung der Wirkleistung aus den PV-Anlagen mit die niedrigste. Trotz der Spannungsanhebung an den Leitungsenden durch die PV-Anlagen, bleiben alle Spannungen im untersuchten Netz innerhalb der vorgegebenen Spannungsbänder. Dennoch ist der Einfluss der PV-Einspeisung auf die Spannungen im Netz nicht zu vernachlässigen. Ein weiterer Zubau an PV-Anlagen, ein Netz mit weniger groß ausgelegten Betriebsmitteln oder schlicht ein Netz, welches näher an einer der Spannungsgrenzen betrieben wird, könnte hier bereits unzulässige Zustände hervorrufen.

Tabelle 3.2: Ausgewählte Knotenspannungen im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni, 13:15 Uhr

	Knotenspannung in V			
	BB1	N3	N6	N9
Ohne PV	403,0	395,5	401,8	402,2
$PV_Q=0$	407,3	414,1	407,9	406,4
$PV_{VDE}$	402,9	404,1	402,7	402,1

Um den Spannungshub zu begrenzen, beziehen die PV-Anlagen gemäß der in Abschnitt 3.1 beschriebenen VDE Anwendungsrichtlinie zum Zeitpunkt starker Wirkleistungseinspeisung im Gegenzug induktive Blindleistung. Dabei wurde für die Berechnungen unabhängig von der tatsächlichen Anlagengröße stets das schärfste Kriterium angewandt, welches eigentlich nur für Anlagen größer 13,8kVA vorgeschrieben ist und einen Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  von 0,9 verlangt. Wie Tabelle 3.2 zeigt, wird der Spannungshub durch den gleichzeitigen Bezug induktiver Blindleistung durch die PV-Anlagen deutlich gegenüber der Einspeisung reiner Wirkleistung reduziert. Im Tagesverlauf der Spannung am Knoten N3 (Abbildung 3.3) ist auch zu erkennen, dass der Blindleistungsbezug erst bei Überschreitung der halben Bemessungsscheinleistung einsetzt, und somit lediglich die Spitze reduziert. Der Spannungsanstieg wird um 13:15 Uhr am Knoten N3 von 4,7% auf 2,2% reduziert. Es ist jedoch auch zu erkennen, dass die höchste Spannung nicht zwangsläufig mit der stärksten PV-Einspeisung zusammen fällt, sondern auch von der Last im Netz abhängt. Während die höchste Spannung bei reiner Wirkleistungseinspeisung um 15:45 Uhr bei 415,6V liegt, wird sie durch die Einspeisung nach VDE auf 16:30 Uhr und 413,9V verschoben. Folglich eignet sich die Methode, um den drohenden Spannungsbandverletzungen, die aus starker PV-Einspeisung resultieren, zu begegnen. Sie gerät jedoch an eine Grenze, wenn eine durchschnittliche Einspeisung vorliegt und gleichzeitig eine geringe Last herrscht.

Dieses Verhalten ließe sich konform zur VDE Anwendungsrichtlinie etwas verbessern, in dem den Wechselrichtern eine Kennlinie vorgegeben wird, deren Knickpunkt nicht wie in Abbildung 3.2 bei der halben Bemessungsleistung liegt, sondern bei einem niedrigeren Wert. Hierbei ist der niedrigste, zulässige Wert durch die Anwendungsrichtlinie auf 20% der Bemessungsleistung festgelegt. Auf diese Weise würde

auch bei einer niedrigen bis durchschnittlichen Einspeisung Blindleistung bezogen und damit die Spannung reduziert werden. Durch die lineare Kopplung über den Verschiebungsfaktor anstelle eines konstanten Blindleistungs-Werts ist der zu erwartende Effekt jedoch geringer als bei hoher Einstrahlung. Die Untersuchung der Auswirkungen durch Änderung der Verschiebungsfaktor-Kennlinie ist nicht Teil der vorliegenden Arbeit.

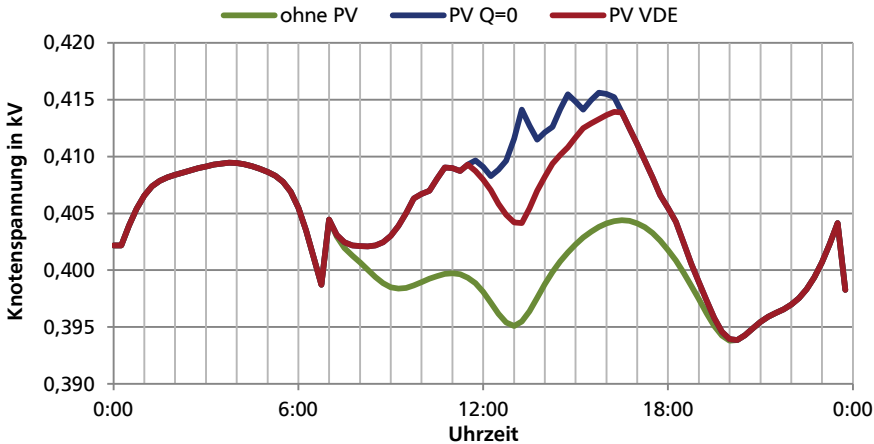


Abbildung 3.3: Tagesverlauf der Knotenspannung N3 im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni

Um Blindleistung auch bei großer Wirkleistungseinspeisung einspeisen oder beziehen zu können, ist es nötig den Wechselrichter der PV-Anlagen größer zu dimensionieren. Die Bemessungsleistung des Wechselrichters bezieht sich stets auf die maximal mögliche Scheinleistung. Während bei reiner Wirkleistungseinspeisung der Wechselrichter auf die größte zu erwartende PV-Leistung ausgelegt wird, muss für die zeitgleiche Blindleistungseinspeisung oder -bezug eine zusätzliche Wechselrichterkapazität vorgesehen werden. Um beispielsweise bei maximaler Wirkleistungseinspeisung einen Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)=0,9$  einstellen zu können, muss der Wechselrichter um etwa 10 % größer dimensioniert werden, wodurch sich seine Kosten in grober Näherung ebenfalls um 10 % erhöhen. Diese Kosten trägt der Anlagenbetreiber.

Durch den Bezug induktiver Blindleistung ändern sich folglich auch die Blindleistungsflüsse im NS-Netz A sowie im überlagerten MS-Netz. Wie Tabelle 3.1 zu entnehmen ist, erhöht sich die induktive Blindlast im NS-Netz A von rund 20 auf über

---

66kvar. Des Weiteren ist zu erkennen, dass, obwohl weder die Lasten noch die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen verändert wurden, die vom NS-Netz A ins MS-Netz gespeiste Wirkleistung abnimmt. Dies ist auf zusätzliche Verluste im NS-Netz A zurückzuführen, die aus dem Blindleistungstransport resultieren. Zum untersuchten Zeitpunkt wird die Verlustleistung im NS-Netz A durch den gleichzeitigen Blindleistungsbezug der PV-Wechselrichter um etwa 50 % gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung erhöht. Diese Kosten wiederum trägt der Verteilnetzbetreiber (VNB).

---

### 3.3 Zusätzliche Netzverluste durch PV-Einspeisung

---

Ein Netzbetreiber muss sich von außen stets an der Qualität seines Netzes und seines Betriebs bewerten lassen. Selbstverständlich sollten Ausfälle des Netzes, die für Kunden zu Stromausfällen führen, verhindert werden. Aber auch das Halten der Spannung in den vorgeschriebenen Spannungsbändern ist ein Qualitätskriterium, das es zu erfüllen gilt. Als zweiter Aspekt muss sich ein Netzbetreiber natürlich wirtschaftlich tragen können, sprich er muss die geforderte Qualität zu möglichst geringen Kosten liefern.

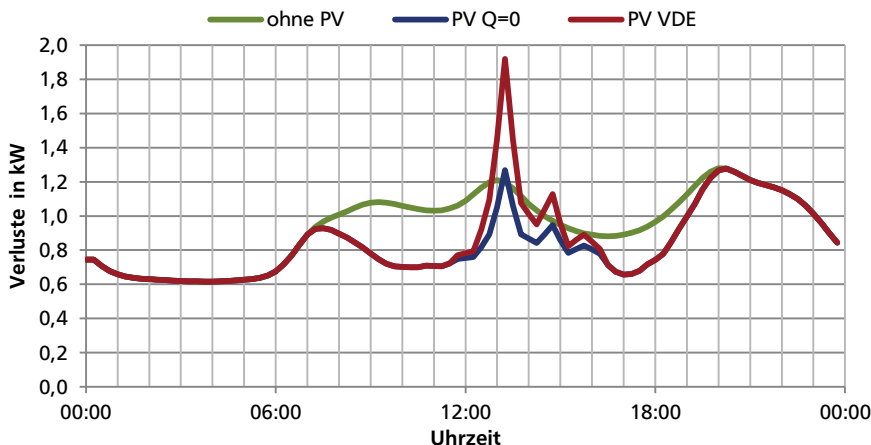


Abbildung 3.4: Verlauf der Verluste im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni

Eine Möglichkeit, die Rentabilität des Stromnetzes zu steigern liegt folglich darin, die Verluste im Netz zu reduzieren. Da die Einspeisung von Wirk- und Blindstrom aus PV-Anlagen in das Netz auch einen Einfluss auf die Verluste hat, können unterschiedliche Einspeise-Strategien auch zur Reduktion von Netzverlusten genutzt wer-

den. Die verbrauchsnahe Einspeisung von Leistung in das Stromnetz reduziert die durchschnittlichen Transportwege, die der genutzte Strom zurückzulegen hat. Folglich sinken auch die Verluste, die beim Transport auftreten. Dieser Effekt führt zu den unterschiedlich hohen Netzverlusten, die in Abbildung 3.4 dargestellt sind. Es ist zu erkennen, wie durch die Einspeisung der PV-Anlagen zunächst die Verluste reduziert werden. Zur Mittagszeit, wenn die Einspeisung am stärksten ist, erhöhen sich jedoch die Verluste wieder und übersteigen sogar den Fall ohne Einspeisung. Dies ist vor allem darauf zurück zu führen, dass die PV-Anlagen nicht immer exakt dort in das NS-Netz A einspeisen, wo auch die Lasten verortet sind. Zusätzlich sind die PV-Anlagen nicht gleichmäßig auf alle Stränge verteilt, so dass lokal einige Leitungen stark ausgelastet werden. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Verluste vom Strom führt dies zu einem entsprechenden Anstieg der Netzverluste.

### 3.3.1 Verlustenergie im NS-Netz A

So lange die in Abbildung 3.4 dargestellten Spitzen in der Verlustleistung nicht zur Überlastung von Betriebsmitteln führen, sind diese weder kritisch für den Betrieb noch ausschlaggebend für die entstehenden Kosten durch Verlustenergie. Um diese Kosten bewerten zu können, ist es nötig einen gesamten Verlauf, beispielsweise eines Tages, Monats oder gar Jahres zu betrachten. Daher sind in Tabelle 3.3 die Verlustenergien im NS-Netz A für den 13. Juni sowie für ein gesamtes Jahr dargestellt. Es ist zu erkennen, dass allgemein durch die PV-Einspeisung die Netzverluste gesenkt werden können. Die Reduktion ist bei reiner Wirkleistungseinspeisung am größten und beträgt an einem sonnenreichen Tag wie dem 13. Juni etwa 11 % und über das gesamte Jahr gesehen 10 %.

Tabelle 3.3: Verluste im NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen

	Wirkverluste in kWh 13. Juni	Wirkverluste in kWh Komplettes Jahr
Ohne PV	22,3	9.817,1
$PV_{Q=0}$	19,8	8.835,7
$PV_{VDE}$	20,5	8.881,1

Durch den Bezug von induktiver Blindleistung reduzieren sich die Verluste ebenfalls im Vergleich zum Fall ohne PV-Einspeisung. Vergleicht man jedoch die Verluste mit

dem Fall reiner Wirkleistungseinspeisung erhöhen diese sich um 3,5 % am 13. Juni und um 0,5% auf das gesamte Jahr gesehen. Dies ist somit auch der Anteil um den die Kosten für Verlustenergie steigen und damit der Preis für die verbesserte Spannungshaltung im NS-Netz A, die der VNB zu tragen hat.

### 3.3.2 Verlustenergie im MS-Netz

Durch die dezentrale PV-Einspeisung in die NS-Netze verändern sich auch der Lastfluss im überlagerten MS-Netz und damit auch die entstehenden Verluste. Es ist zu erwarten, dass die Verluste sich wie auch im NS-Netz zunächst reduzieren, da die zu übertragende Leistung durch die dezentrale Bereitstellung abnimmt. Die Ergebnisse in Tabelle 3.4 zeigen die Verlustenergien im gesamten MS-Netz inklusive der Verluste in den modellierten NS-Netzen.

Es ist auffällig, dass der Unterschied zwischen reiner Wirkleistungseinspeisung und der Einspeisung nach VDE sowohl über das Jahr gesehen als auch am sonnenreichen 13. Juni sehr gering ist. Verglichen zum Szenario ohne PV-Anlagen wiederum reduzieren sich die Verluste um 8 % am 13. Juni und um 3,6 % auf das ganze Jahr gesehen.

Tabelle 3.4: Verluste im gesamten MS-Netz für die Referenzeinspeisungen

	Wirkverluste in MWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	2,51	2,33	5,79	1.261,07
PV <sub>Q=0</sub>	2,32	2,20	5,75	1.215,48
PV <sub>VDE</sub>	2,33	2,20	5,75	1.215,92

## 3.4 Veränderung des Verschiebungsfaktors durch PV-Einspeisung

Bei klassischen Kraftwerken wird die Wirk- sowie die Blindleistung entsprechend des Bedarfs der Lasten und Betriebsmittel bereitgestellt. Die untersuchten PV-Anlagen wiederum speisen die Wirkleistung je nach Verfügbarkeit ein, und nutzen die Blindleistung um den Spannungsanstieg zu begrenzen. Dieser Blindleistungsbezug muss



---

folglich entweder von konventionellen Kraftwerken oder entsprechenden Kompensationseinheiten im MS- oder HS-Netz gedeckt werden.

### 3.4.1 Verschiebungsfaktor im NS-Netz A

Betrachtet man die Leistungsbilanzen der Wirk- und der Blindleistung im untersuchten NS-Netz A, so zeigt sich, dass durch die PV-Einspeisung das Verhältnis von Wirk- zu Blindleistung stark verändert wird. Dies ist besonders am Verschiebungsfaktor zu erkennen. Abbildung 3.5 zeigt den Verlauf der am Trafo des NS-Netz A bezogenen Blindleistung bei reiner Wirkleistungseinspeisung und bei zusätzlichem Blindleistungsbezug nach VDE. Von 00:00 Uhr bis 11:30 Uhr und von 17:30 Uhr bis 24:00 Uhr ist die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen so gering, dass bei der Einspeisung nach VDE keine Blindleistung bezogen beziehungsweise eingespeist wird. Aus diesem Grund sind in dieser Zeit beide in Abbildung 3.5 dargestellten Kurven deckungsgleich. Es ist deutlich zu erkennen, wie der Blindleistungsbedarf des Netzes durch den Bezug der PV-Anlagen nach der Strategie VDE zur Mittagszeit deutlich zunimmt. Bemerkenswert ist dabei auch die Steilheit des Anstiegs. Diese ergibt sich auf Grund der Überlagerung zweier Effekte. Zum einen nimmt die Blindleistung bei einem festen Verschiebungsfaktor der PV-Anlagen linear mit der eingespeisten Wirkleistung zu. Zum anderen fordert das VDE Profil aus Abbildung 3.2, dass der Verschiebungsfaktor mit zunehmender Einspeisung immer kleiner wird, sprich der Blindleistungsanteil immer größer.

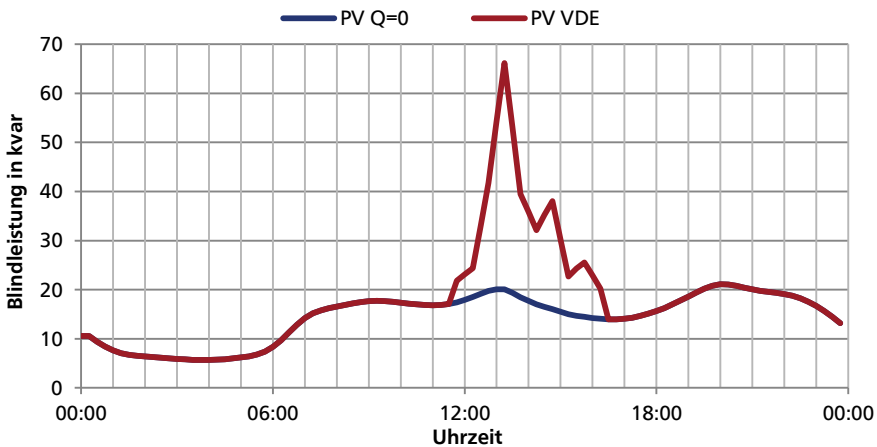


Abbildung 3.5: Verlauf des Blindleistungsbedarfs am ONT des NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni

Bei der Betrachtung des Verlaufs des Verschiebungsfaktors in Abbildung 3.6 fällt auf, dass dieser sowohl bei reiner Wirkleistungseinspeisung wie auch bei Einspeisung nach VDE nahe an die Null-Linie herankommt. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Blindleistungsbedarf bei der VDE-Einspeisung stark zunimmt, beziehungsweise bei der reinen Wirkleistungseinspeisung gleich bleibt, während der Wirkleistungsbedarf abnimmt, und schließlich sogar Nulldurchgänge vorweist.

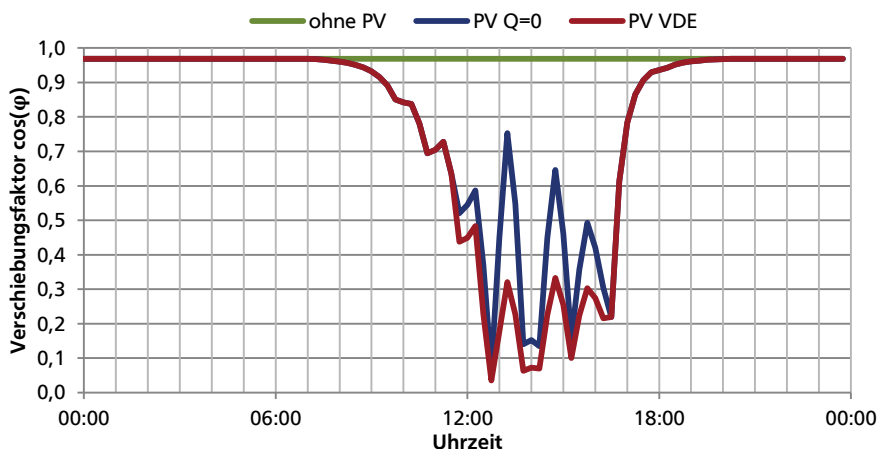


Abbildung 3.6: Verlauf des Verschiebungsfaktors am ONT des NS-Netz A für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni

### 3.4.2 Verschiebungsfaktor im MS-Netz

Die in Absatz 3.4.1 dargestellten Veränderungen am Verschiebungsfaktor müssen vom überlagerten MS-Netz ausgeglichen werden. Dies geschieht entweder durch Bilanzierung mit dem Blindleistungsbedarf anderer Lasten oder Betriebsmittel, durch Kompensationsanlagen oder in dem die Fluktuation an das übergeordnete HS-Netz weitergegeben wird.

Die Unterschiede im Vergleich zur Untersuchung im NS-Netz liegen in den Eigenschaften der Betriebsmittel, sowie in der Größenordnung der Einspeisung verglichen mit der auftretenden Last. Während im NS-Netz A ausschließlich Kabel Verwendung finden, kommen im MS-Netz auch Freileitungen hinzu. Zudem sind die Leitungslängen deutlich größer als im NS-Netz. Im NS-Netz A führt die PV-Einspeisung zu einer Umkehr des Leistungsflusses, da die installierte PV-Leistung die Last übersteigt. Im MS-Netz decken die PV-Anlagen lediglich bis zu 10 % der angeforderten Last.

Abbildung 3.7 zeigt den Tagesverlauf des Blindleistungsbezugs des gesamten MS-Netzes. Besonders im Vergleich zum NS-Netz A ist zu erkennen, dass das kapazitive Verhalten der Mittelspannungskabel während der nächtlichen Schwachlastphase den gesamten Blindleistungsbedarf der Lasten überkompensiert. Das Resultat ist ein negativer Blindleistungsbedarf, sprich eine Einspeisung von induktiver Blindleistung in das HS-Netz. Die Blindleistungsspitze, die durch die Mittagslast hervorgerufen wird, wird durch die Blindleistungsaufnahme der PV-Wechselrichter nochmals verstärkt. Am Beispiel des dargestellten 13. Juni ist zu erkennen, dass die resultierende Spitze höher ausfällt als die Abend-Spitze. Zudem wird auch klar, dass ohne entsprechende Kompensationsmaßnahmen der zusätzliche Bedarf an Blindleistung aus dem NS-Netz durch das MS-Netz an das überlagerte HS-Netz weitergeleitet wird.

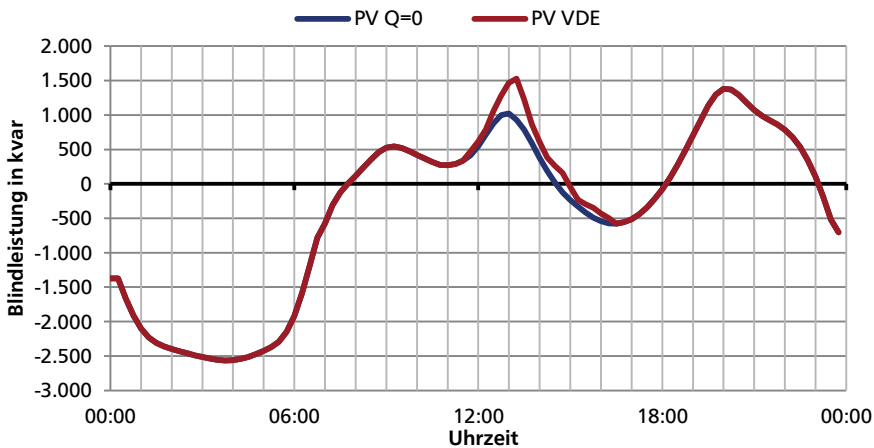


Abbildung 3.7: Verlauf des Blindleistungsbedarfs am HV/MV-Trafo für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni

Der in Abbildung 3.8 dargestellte Verlauf des Verschiebungsfaktors zeigt, dass dieser tagsüber nur minimal von eins abweicht, obwohl die Lasten einen Verschiebungsfaktor zwischen 0,95 und 0,969 vorweisen. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der kapazitive Ladestrom der Mittelspannungskabel den induktiven Blindleistungsbedarf der Lasten versorgt. Lediglich nachts, wenn die Last besonders gering ist, übersteigt der Ladestrom der Kabel den Bedarf an Blindleistung deutlich, so dass sich mit der niedrigen Wirk-Last ein geringerer Verschiebungsfaktor ergibt. Das MS-Netz speist zu diesem Zeitpunkt vom HS/MS-Trafo aus gesehen induktive Blindleistung in das HS-Netz ein. Wird das gesamte MS-Netz als eine Last angesehen, so wäre ihr Verhalten zu diesem Zeitpunkt folglich kapazitiv.

Der Verschiebungsfaktor von lediglich 0,82 widerspricht vermutlich den vertraglichen Vereinbarungen zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilnetzbetreiber, die häufig einen Verschiebungsfaktor von minimal 0,9 verlangen. Folglich müsste der VNB für eine Kompensation in Höhe von etwa 1,5 Mvar sorgen, um die kapazitiven Ladeströme der Kabel zu decken. Dass der kapazitive Einfluss der Kabel so groß ausfällt, ist hauptsächlich auf die Spannung von 20 kV zurück zu führen, da dies, wie in Absatz 2.7 gezeigt, zu einer hohen natürlichen Leistung führt, die zur nächtlichen Schwachlastphase bei weitem nicht erreicht wird.

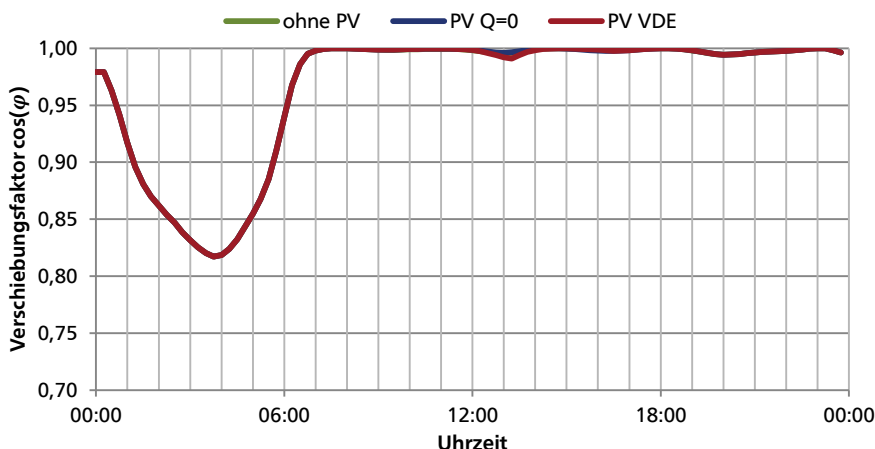


Abbildung 3.8: Verlauf des Verschiebungsfaktors am HV/MV-Trafo für die Referenzeinspeisungen, 13. Juni

### 3.5 Zusammenfassung des Kapitels 3

In diesem Kapitel konnten die Auswirkungen der PV-Einspeisung nach heutigem Stand der Technik durch Modellrechnungen dargestellt werden. Die starke Einspeisung von Wirkleistung führt in NS-Netzen zu Spannungsanstiegen, im untersuchten NS-Netz A lagen diese bei bis zu 4,7%. Durch Maßnahmen wie die VDE-AR-N 4105 kann der Spannungsanstieg erfolgreich begrenzt werden, über das gesamte MS-Netz betrachtet sind die resultierenden Anstiege der Verluste vernachlässigbar. Generell wirkt sich die PV-Einspeisung im untersuchten Netz positiv auf die auftretenden Netzverluste aus, über das gesamte Jahr gesehen werden sie sowohl bei reiner Wirkleistungseinspeisung als auch der Einspeisung nach VDE um 3,6% reduziert. Ein weiterer zu beachtender Aspekt ist der Verschiebungsfaktor an unterschiedlichen

---

Stellen beziehungsweise Betriebsmitteln im Netz. Dieser wird in aktuellen Betrachtungen häufig außen vor gelassen, da der Ausgleich von Blindleistung entweder mit konventionellen Kraftwerken oder mit klassischen Betriebsmitteln wie Spulen und Kondensatoren meist als lästiges aber notwendiges Übel angesehen wird. Wie beispielsweise Abbildung 3.8 zeigt, ist der Ausgleich von Blindleistung auch kein Problem, welches durch die PV-Anlagen neu entstanden ist, sondern bereits ohne PV-Anlagen zu Schwachlastzeiten in einem von Kabeln geprägtem MS-Netz relevant.

---

# 4 Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung

In den vorherigen Kapiteln konnte gezeigt werden, dass Blindleistungseinspeisung oder -bezug aus dezentralen PV-Anlagen einen Einfluss auf die Netzspannung im NS-Netz hat. Der in der Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 empfohlene Bezug induktiver Blindleistung bei großer Wirkleistungseinspeisung kann den Spannungsanstieg wie gewünscht reduzieren, verlangt jedoch überdimensionierte Wechselrichter und verursacht erhöhte Verluste in den Betriebsmitteln.

In diesem Kapitel werden die Grenzen für die Blindleistungseinspeisung aus der VDE Anwendungsrichtlinie erweitert. Dadurch sollen die Auswirkungen einer maximalen Einspeisung und eines maximalen Bezugs induktiver Blindleistung untersucht werden. Prinzipiell kann schließlich auch eine zur VDE Anwendungsrichtlinie umgekehrte Strategie verfolgt werden. Statt die Spannung zu Zeiten starker Wirkleistungseinspeisung durch den Bezug induktiver Blindleistung zu senken, könnte die Spannung zu Zeiten schwacher Wirkleistungseinspeisung durch die Einspeisung induktiver Blindleistung auch angehoben werden. Die Anlage erhöht dadurch die Netzspannung im NS-Netz nicht nur zur Mittagszeit, sondern zu jeder Zeit, wodurch der resultierende Spannungsverlauf ebenfalls geglättet wird. Durch die Blindleistungseinspeisung wird die Wechselrichter-Auslastung außerhalb der Mittagszeit gesteigert, ähnlich wie es eine mechanische Modul-Nachführung mit Wirkleistung tut [26]. Zudem wird überprüft, ob die PV-Wechselrichter in der Lage sind, den in Abbildung 3.8 gezeigten Einbruch des Verschiebungsfaktors zu kompensieren.

---

## 4.1 Einspeisung von Blindleistung

---

Heute am Markt verfügbare Wechselrichter erfüllen die in Absatz 3.1 erläuterten Anschlussbedingungen und sind somit in der Lage ab einer Einspeisung größer 20 %

---

ihrer Bemessungsleistung mit einem Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  bis zu 0,9 induktiv wie kapazitiv einzuspeisen. Die Einspeisung beziehungsweise der Bezug von Blindleistung ist dank der im Wechselrichter verwendeten Leistungselektronik an sich unproblematisch und lediglich eine Frage der „Software“, die die Schalthandlungen der IGBTs ansteuert. Die Bereitstellung der Blindleistung findet folglich nicht mittels des Spannungsfalls an Induktivitäten und Kapazitäten statt [27]. Dieser Betrieb gleicht dem eines STATCOM. Die in diesem Kapitel geforderte Funktionsweise verlangt jedoch einen weitreichenderen Funktionsbereich. Es ist erforderlich, dass die Wechselrichter auch bei Nacht, sprich ohne das Einspeisen von Wirkleistung, das Netz mit Blindleistung unterstützen. Des Weiteren muss der Wechselrichter in der Lage sein, einen Verschiebungsfaktor auch kleiner 0,9 anzusteuern.

In der Praxis sind diese Anforderungen mit minimalen Änderungen am Aufbau der Wechselrichter verbunden. Eine wesentliche Änderung ist, dass die PV-Module für den nächtlichen STATCOM-Betrieb elektrisch vom Wechselrichter getrennt werden müssen. Dies beruht darauf, dass die Module ohne Einstrahlung wie eine Diode wirken, die den Gleichspannungs-Zwischenkreis des Wechselrichters kurzschließen würde. Um ein daraus resultierendes unwirtschaftliches Aufheizen der Module zu verhindern, müssen folglich beim Unterschreiten einer gewissen Modulspannung die PV-Module elektrisch vom Wechselrichter getrennt werden. Dies ließe sich mit geringem Mehraufwand mit einem Schalter realisieren, zeigt jedoch auch, dass am Markt verfügbare Geräte nicht mittels eines simplen Softwareupdates nachgerüstet werden könnten.

Dennoch bieten einige Hersteller Wechselrichter an, die über die VDE-AR-N4105 Spezifikationen hinausgehen. Von namhaften Herstellern sind Zentral-Wechselrichter verfügbar, die bis zu 30 % der Bemessungsleistung auch bei Nacht in Form von Blindleistung zur Verfügung stellen können. Des Weiteren sind Strang-Wechselrichter erhältlich, die den Verschiebungsfaktor bis zu 0,8 einstellen können, und dies ab einer Einspeisung von 3 % der Bemessungsleistung.

Der Betrieb der Wechselrichter als STATCOM führt selbstverständlich dazu, dass im Wechselrichter Verluste in Form von Wirkleistung entstehen, die als Kosten dieses Betriebs betrachtet werden können.

#### **4.1.1 Einspeisung induktiver Blindleistung**

Die Strategie, die durch die induktive Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung verfolgt wird, ist eine möglichst konstante Einspeisung und damit verbunden kon-

stantere Spannungsverhältnisse im Netz zu erreichen. Bei der Einspeisung soll Wirkleistungseinspeisung in jedem Fall Vorrang vor Blindleistung haben, so dass sich die Einspeisung folgendermaßen zusammensetzt: Der Wechselrichter speist die gesamte durch die PV-Module erzeugte Wirkleistung in das Netz und nutzt seine verbleibende Kapazität um so viel induktive Blindleistung einzuspeisen wie seine Bemessungs-Scheinleistung zulässt (siehe Abbildung 4.1). Diese Einspeise-Variante ist selbstverständlich – wie auch das lange praktizierte Einspeisen reiner Wirkleistung – ein Extremfall. Dennoch ermöglichen die Ergebnisse festzustellen, wie viel Bedeutung der Einspeisung von Blindleistung in die NS-Netze zukommen sollte. Neben der Spannungshaltung sind für einen ordentlichen Netzbetrieb auch immer die auftretenden Verluste sowie der resultierende Verschiebungsfaktor am Übergabepunkt, beispielsweise am Trafo zwischen MS-Netz und HS-Netz, zu betrachten. Das Einspeisen induktiver Blindleistung birgt zudem in Schwachlastphasen das Risiko, dass die Spannung so stark angehoben wird, dass Spannungsgrenzen überschritten werden. Da das Betriebsverhalten des Wechselrichters in diesem Modus dem einer kapazitiven Last gleicht, wird es im Folgenden mit  $PV_{kap}$  abgekürzt.

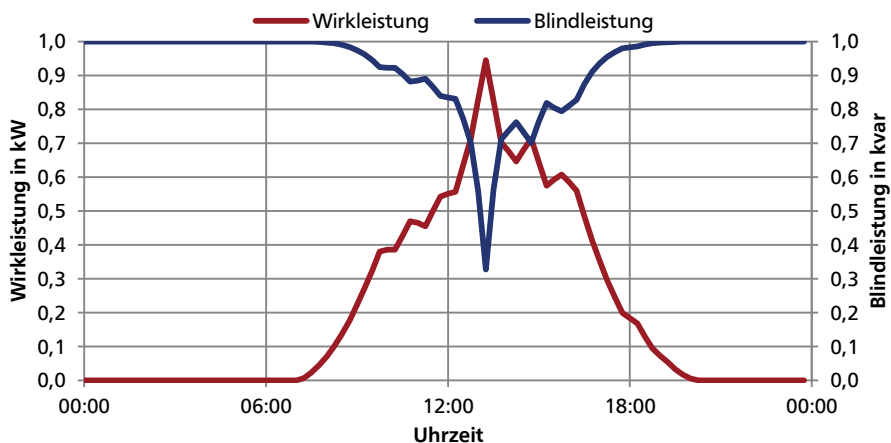


Abbildung 4.1: Einspeisung mit konstanter Scheinleistung durch Einspeisung induktiver Blindleistung ( $PV_{kap}$ ) für eine 1kVA-Anlage, 13. Juni

#### 4.1.2 Bezug induktiver Blindleistung

Genau gegenteilig zu der Einspeisung induktiver Blindleistung lassen sich die freien Wechselrichterkapazitäten auch zum Bezug induktiver Blindleistung nutzen. Diese Strategie könnte genutzt werden, um wie bei der Einspeisung nach VDE-AR-N 4105



---

die Spannung im Netz zu reduzieren. Zusätzlich könnte sie zur Kompensation der in Absatz 3.4.2 genannten kapazitiven Ladeströme der Mittelspannungskabel genutzt werden. Der Überschuss an Blindleistung beträgt laut Abbildung 3.7 am 13. Juni um 04:00 Uhr rund 2,6Mvar. Mit der installierten Wechselrichterkapazität könnte rund die Hälfte des Überschusses abgenommen werden, wodurch der Einbruch des Verschiebungsfaktors gemindert werden könnte. Das Verhalten des Wechselrichters entspricht in diesem Betriebsmodus einer induktiven Last, weshalb es im Folgenden mit  $PV_{ind}$  abgekürzt wird.

---

## 4.2 Ergebnisse der Lastflussberechnungen

---

Durch die Einspeisung beziehungsweise den Bezug der Blindleistung wird das Spannungsniveau im Netz ähnlich beeinflusst wie es bei Wirkleistung der Fall ist. Entscheidend für den Spannungseinfluss ist der Spannungsfall, den der Strom bei der Übertragung mittels eines Kabels oder einer Freileitung verursacht. Dabei erzeugen sowohl ein Wirk- wie auch ein Blindstrom einen Spannungsfall. Der Einfluss beider Komponenten ist Abhängig vom Betriebsmittel, beziehungsweise von seinem R/X-Verhältnis. Ein für Niederspannungskabel typisches R/X-Verhältnis beträgt 2,5 [28] und signalisiert etwas vereinfacht gesprochen, dass der Spannungsfall eines Wirkstroms um das 2,5-fache höher liegt, als der eines Blindstroms (vergleiche Abschnitt 2.7).

### 4.2.1 Allgemeine Ergebnisse

Um die Auswirkungen der Einspeisung mit konstanter Bemessungsscheinleistung im untersuchten MS- und NS-Netz darzustellen, werden die Ergebnisse zu den drei ermittelten Extrempunkten (Schwachlast, Starklast und maximale Einspeisung) herangezogen. Da sowohl der Schwachlast- wie auch der Starklastfall zu einer Uhrzeit auftritt, zu der keine Wirkleistung durch die PV-Anlagen eingespeist wird, werden die Auswirkung zu diesen Zeitpunkten bezüglich Spannung, Verlusten und dem Verschiebungsfaktor mit dem Fall ohne PV-Einspeisung verglichen. Für den Fall maximaler PV-Einspeisung werden die Auswirkungen auch mit den Fällen der reinen Wirkleistungseinspeisung und der Einspeisung nach VDE verglichen.

Tabelle 4.1 zeigt die Ergebnisse der Lastfluss-Berechnung am Bilanzknoten sowie am ONT des NS-Netzes A am 13. Juni um 13:15 Uhr für die unterschiedlichen Einspeisestrategien. Auf Grund der Priorisierung der Wirkleistungseinspeisung, ist der Bezug an Wirkleistung bei allen Strategien weitestgehend gleich, die vorhandenen

Abweichungen sind lediglich auf die Netzverluste im NS-Netz A zurück zu führen. Bezüglich des Blindleistungsbezugs zeigt sich folgender Effekt: Prinzipiell verfolgen sowohl die Einspeisung nach VDE wie auch  $PV_{ind}$  einen ähnlichen Ansatz, jedoch fordert die Einspeisung nach VDE bei maximaler Wirkleistungseinspeisung einen  $\cos(\varphi)$  von 0,9, während  $PV_{ind}$  lediglich die freien Wechselrichterkapazitäten einnimmt. Zum untersuchten Zeitpunkt bedeutet dies, dass der Blindleistungsbezug der PV-Anlagen bei  $PV_{ind}$  mit rund 35 kvar etwas niedriger ausfällt als bei der Einspeisung nach VDE mit etwa 46 kvar. Durch die Einspeisung von 35 kvar induktiver Blindleistung bei der Strategie  $PV_{kap}$  wird der Blindleistungsfluss des NS-Netzes A umgekehrt.

Tabelle 4.1: Ergebnisse des Lastflusses am ONT des NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni, 13:15 Uhr

	Bilanzknoten			ONT NS-Netz A		
	$P$ in kW	$Q$ in kvar	$\cos(\varphi)$	$P$ in kW	$Q$ in kvar	$\cos(\varphi)$
$PV_{Q=0}$	11.211,78	929,81	0,997	-22,98	20,03	0,754
$PV_{VDE}$	11.219,36	1.530,43	0,991	-22,45	66,20	0,321
$PV_{ind}$	11.216,54	1.384,41	0,992	-22,64	55,05	0,380
$PV_{kap}$	11.213,10	485,44	0,999	-22,93	-14,62	0,843

#### 4.2.2 Spannungsverhalten bei $PV_{ind}$ und $PV_{kap}$

Der Spannungsverlauf, der bei der Anwendung der Einspeisestrategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  auftritt, markiert gewissermaßen eine obere und eine untere Grenze dessen, was mit der installierten Wechselrichterkapazität und der angenommenen Wirkleistungseinspeisung an Spannungsänderung erreicht werden kann. Da die Wirkleistung in den Strategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  bevorzugt eingespeist wird, ist das resultierende Band, in dem die Spannung eingestellt werden kann, zur Mittagszeit am schmalsten. Dies spiegelt sich in den in Abbildung 4.2 gezeigten Spannungsverläufen für den Knoten N3 im NS-Netz A wieder. Es zeigt sich auch, dass rein theoretisch mit einer exakten Regelung der Blindleistungseinspeisung eine konstante Spannung von 0,410 kV über den gesamten Tag realisierbar wäre (von Schaltungen des Stufenstellers am HS/MS-Trafo abgesehen).

Aus Abbildung 4.2 kann zudem entnommen werden, wie sich der geringere Blindleistungsbezug der PV-Anlagen in der Strategie  $PV_{ind}$  gegenüber der Einspeisung nach VDE auf die Netzspannung auswirkt. Es ist der einzige Punkt im gezeigten Tagesverlauf, an dem die Knotenspannung bei  $PV_{ind}$  höher liegt als bei  $PV_{VDE}$ . Diese zusätzliche Flexibilität der Einspeisung nach VDE resultiert jedoch, wie bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben, aus einer größeren installierten Wechselrichterkapazität.

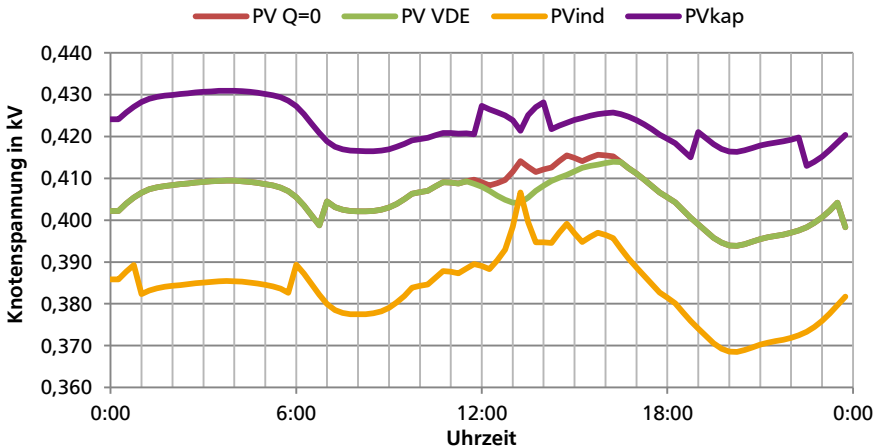


Abbildung 4.2: Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni

Wenn die Last im Netz besonders niedrig ist, ist der Einfluss der Blindleistung der Einspeisestrategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  auf die Spannung am größten. Abbildung 4.3 zeigt die Spannung am Knoten N3 im NS-Netz A zum Zeitpunkt der niedrigsten Last, am 21. Juni um 03:45 Uhr. Auf die Darstellung des Spannungsverlaufs bei Wirkleistungseinspeisung wurde verzichtet, da dieser Deckungsgleich mit der Einspeisung nach VDE ist. Die Spannung kann mittels der  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  um etwa 5 % angehoben oder abgesenkt werden. Wie Abbildung 4.3 zu entnehmen ist, ist die Möglichkeit der Spannungsveränderung nicht zu jedem Zeitpunkt symmetrisch (beispielsweise um 08:00 Uhr, +3,6 % mit  $PV_{kap}$ , -6,1 % mit  $PV_{ind}$ ). Die Asymmetrie ist auf die Regelung der Spannung an der Unterspannungsseite des HS/MS-Trafos mittels eines Stufenschalters zurück zu führen. Die lokale Spannungsänderung durch die dezentrale Einspeisung von Blindleistung ist folglich auch bis ins MS-Netz und sogar bis an den Einspeisepunkt wirksam. Dieser Zusammenhang kann sich als höchst problematisch erweisen, wenn die dezentrale Blindleistungseinspeisung mittels einer span-

nungsabhängigen Regelung erfolgen soll, da diese dann gegen den Spannungsregler des Stufenstellers regeln könnte. Das Ende eines solchen Konflikts zwischen mehreren Reglern ist spätestens dann erreicht, wenn alle Regler bis auf einen an den Anschlag ihrer Stellgröße gestoßen sind.

Zwar erscheint das starke Einspeisen oder Beziehen von Blindleistung vor dem Hintergrund des gegensteuernden Stufenstellers widersinnig, es besteht dennoch die Möglichkeit, dass im Hinblick auf Netzverluste oder die Kompensation von Blindleistung ein Interesse an diesem Verhalten existiert.

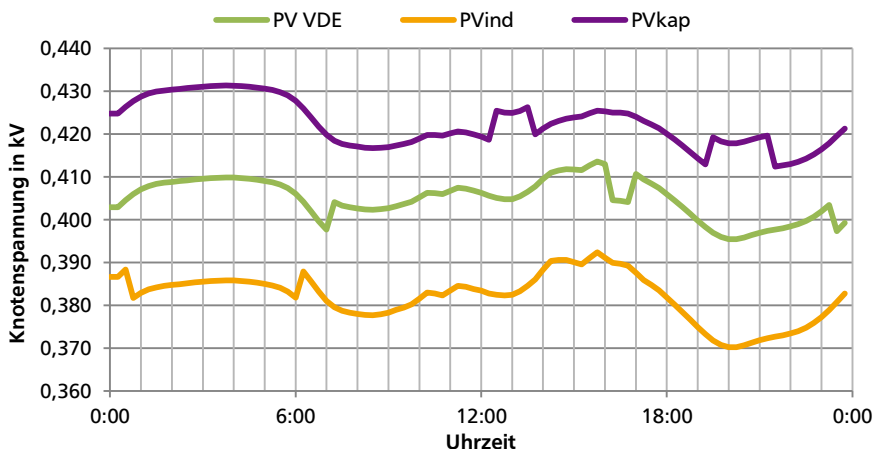


Abbildung 4.3: Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 21. Juli

Der Verlauf der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A für den Zeitpunkt größter Last (31.12. 19:15 Uhr) ist in Abbildung 4.4 dargestellt (eine Darstellung inklusive Spannungsverlauf bei Einspeisung nach VDE findet sich im Anhang Abbildung A 2). Zusätzlich ist in Abbildung 4.4 gestrichelt die Spannung an der Sammelschiene des NS-Netz A eingezeichnet, so dass der Spannungsfall im NS-Netz A an Hand der Differenz zwischen der durchgezogenen und der gestrichelten Linie gleicher Farbe zu erkennen ist. Wie bereits für den Schwachlasttag und den Tag stärkster Solareinspeisung zeigt sich ein Band mit der Breite von etwa  $\pm 5\%$ , in dem die Spannung am untersuchten Knoten N3 angepasst werden kann. Es ist in diesem speziellen Fall aber auch zu sehen, dass bei Anwendung der Einspeisestrategie  $PV_{ind}$  die untere 10% Spannungsgrenze (0,36 kV) unterschritten wird, wodurch ein unzulässiger Betrieb besteht. Folglich darf in diesem Fall das volle Potential an indukti-

dem Blindleistungsbezug nicht ausgenutzt werden, oder es müssten zusätzlich andere Anpassungen, wie beispielsweise die Anpassung der Trafostufe am HS/MS oder MS/NS-Trafo, erfolgen.

Durch das Einspeisen induktiver Blindleistung (kapazitives Verhalten) der PV-Anlagen lässt sich wiederum der Spannungsfall, der durch den hohen Wirkleistungsbedarf der Lasten an den Leitungen des NS-Netz A entsteht, zu annähernd jedem Zeitpunkt kompensieren. Dadurch liegt die Spannung am Leitungsende (Knoten N3) lediglich um den Zeitpunkt höchster Last, gegen 19:15 Uhr, unterhalb der Spannung an der Sammelschiene BB1. Im umgekehrten Fall ( $PV_{ind}$ ) erreicht der Spannungsfall an den Leitungen zur Spitzenzeit etwa 32 V (8,3 % der Spannung an BB1). Die Auslastung des ONT des NS-Netz A liegt zu diesem Zeitpunkt bei 55 %.

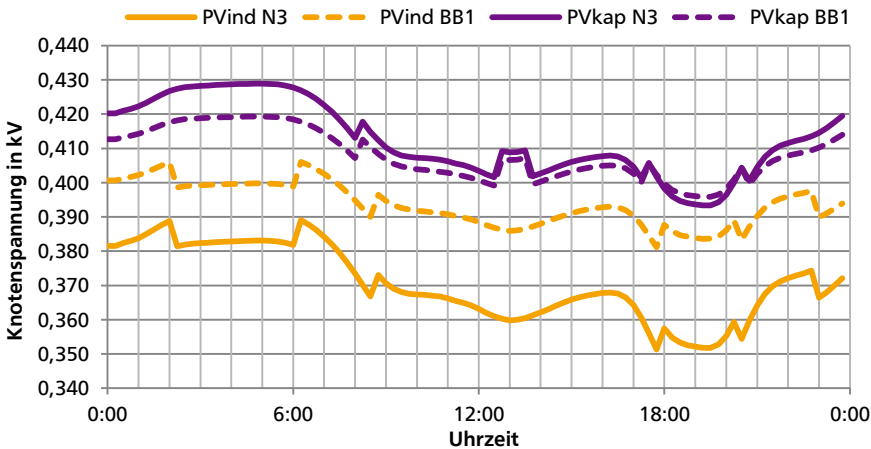


Abbildung 4.4: Knotenspannung am Knoten N3 (durchgezogene Linie) und an der Sammelschiene BB1 (gestrichelte Linie) im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 31. Dezember

### 4.2.3 Verlustenergie

Durch den gegenüber der Einspeisung nach VDE erweiterten Einstellbereich der Blindleistung bei den Einspeisestrategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  besteht die Möglichkeit neben der Spannung auch die Netzverluste zu beeinflussen. Während eine Erhöhung des Blindleistungsflusses im NS und MS-Netz in höheren Verlusten resultiert, kann unter Umständen, ähnlich wie bei der Einspeisung von Wirkleistung, durch eine lokale Deckung des Blindleistungsbedarfs von Lasten und Betriebsmitteln der Blindleistungsfluss im Netz und damit auch die Netzverluste reduziert werden.

## Verlustenergie im NS-Netz A

Abbildung 4.5 zeigt den zeitlichen Verlauf der Netzverluste im NS-Netz A am 13. Juni für unterschiedliche Einspeisestrategien. Es ist zu erkennen, dass die zusätzliche Auslastung der Betriebsmittel bei  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  die Verluste stark erhöht. Lediglich zur Mittagszeit, wenn auf Grund der Wirkleistungseinspeisung die Blindleistungseinspeisung reduziert wird, senken sich die Verluste auf ein ähnliches Niveau wie bei den anderen Einspeisestrategien ab.

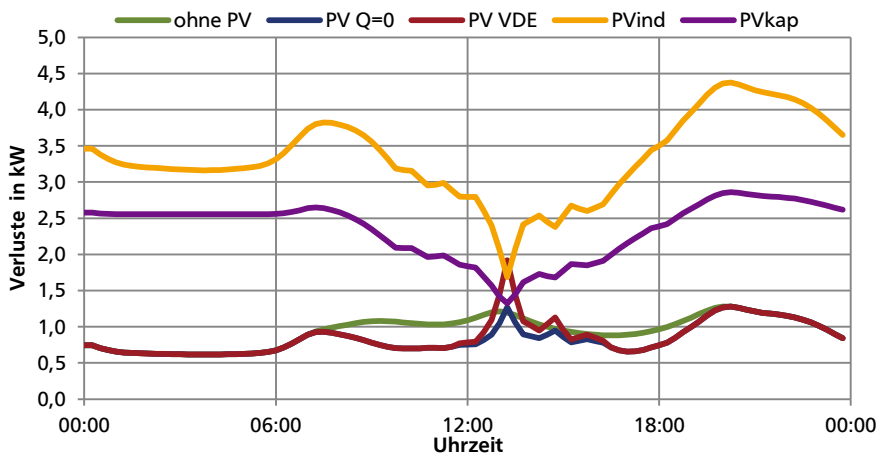


Abbildung 4.5: Verluste im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni

Zur Reduktion der Verluste im NS-Netz eignen sich die Strategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  den Ergebnissen nach nicht. Dies wird in Tabelle 4.2 bestätigt. Die Verlustenergie im NS-Netz A liegt über ein komplettes Jahr betrachtet für  $PV_{ind}$  in etwa beim 3 bis 4-fachen verglichen mit den Referenzstrategien. Für  $PV_{kap}$  liegen die Verluste beim 2 bis 3-fachen der Referenzstrategien.

Um tatsächlich die Verluste im NS-Netz A zu reduzieren, müssten die Blindleistungsflüsse im Netz vermieden werden. Wie Abbildung 3.5 entnommen werden kann, liegt der Bedarf des NS-Netz A am 13. Juni im Mittel bei etwa 15 kvar induktiver Blindleistung. Folglich ist  $PV_{kap}$  der richtige Ansatz, um diesen Bedarf zu decken, jedoch wird der Bedarf durch die Einspeisung von etwa 100 kvar völlig überkompensiert.

Tabelle 4.2: Wirkverluste im NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung

	Wirkverluste in kWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	22,3	21,5	37,5	9.817,1
PV <sub>Q=0</sub>	19,8	18,7	36,2	8.835,7
PV <sub>VDE</sub>	20,5	18,7	36,2	8.881,1
PV <sub>ind</sub>	80,0	82,1	111,5	33.467,7
PV <sub>kap</sub>	55,8	58,2	72,5	22.829,3

### Verlustenergie im MS-Netz

Die in den NS-Netzen verbrauchte oder eingespeiste Blindleistung muss vom überlagerten MS-Netz bereitgestellt beziehungsweise aufgenommen werden. Wie Abbildung 3.7 zeigt, verhält sich das untersuchte MS-Netz bei starker Last induktiv, während es sich zu Schwachlastzeiten kapazitiv verhält. Folglich müsste für das MS-Netz ein umgekehrtes Verhalten der PV-Anlagen zu einer lokalen Deckung der Blindleistung und damit zu reduzierten Verlusten führen. Die Verläufe der gesamten Verluste im untersuchten Netz für die unterschiedlichen Einspeisestrategien am 13. Juni sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Es zeigt sich, dass insbesondere zu den Zeiten ohne beziehungsweise schwacher Wirkleistungseinspeisung durch die Strategien PV<sub>ind</sub> und PV<sub>kap</sub> mit einer Erhöhung der Verluste zu rechnen ist. Jedoch bestätigt sich die angesprochene Tendenz, dass ein induktives Verhalten der PV-Anlagen zu den Schwachlastzeiten (beispielsweise von 00:00 bis 6:00 Uhr) weniger Verluste verursacht als ein kapazitives Verhalten. Der umgekehrte Fall gilt zu Zeiten großer Last (beispielsweise von 19:00 bis 22:00 Uhr).

Im Vergleich zum NS-Netz liegt im MS-Netz im zu Grunde liegenden Szenario keine Überkompensation des Blindleistungsbedarfs vor. Dennoch gelingt es nicht die Netzverluste gegenüber reiner Wirkleistungseinspeisung zu reduzieren. Dies ist auf die Topologie des untersuchten MS-Netzes zurück zu führen. Wie bereits in Abschnitt 2.3 erläutert, befinden sich die PV-Anlagen verglichen zum Rest des Netzes in verhältnismäßig großer Distanz zum speisenden HS/MS-Trafo. Dadurch ist eine verlustarme Verteilung der Blindleistung im MS-Netz nicht gewährleistet.

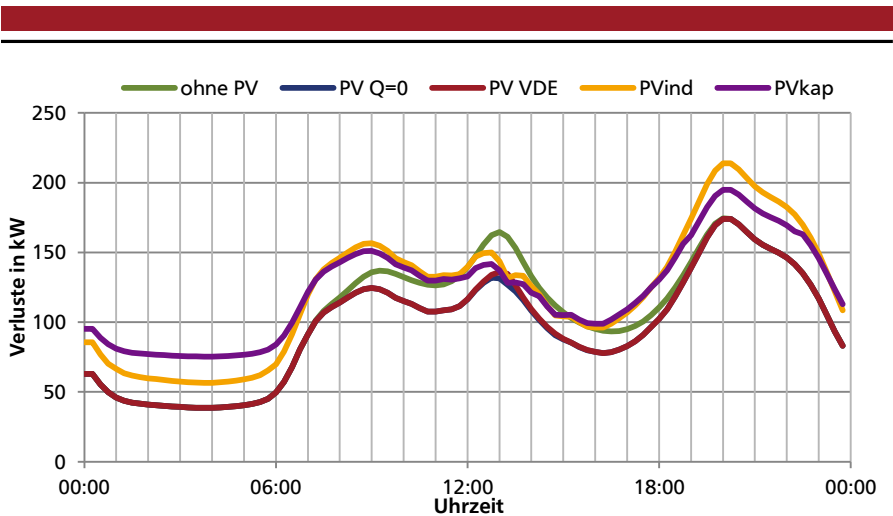


Abbildung 4.6: Verluste im MS-Netz bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni

Tabelle 4.3 zeigt wie sich die Verluste bei Anwendung der unterschiedlichen Einspeisestrategien im gesamten MS-Netz aufsummieren. Dazu wurden zum einen die drei Beispieltage sowie das komplette Jahr berechnet.

Tabelle 4.3: Wirkverluste im MS-Netz bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung

	Wirkverluste in MWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	2,51	2,33	5,79	1.261,07
PV <sub>Q=0</sub>	2,32	2,20	5,75	1.215,48
PV <sub>VDE</sub>	2,33	2,20	5,75	1.215,92
PV <sub>ind</sub>	2,90	2,82	6,66	1.483,3
PV <sub>kap</sub>	2,92	2,87	6,23	1.434,5

Gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung erhöhen sich die Jahresverluste bei PV<sub>ind</sub> um 22 % und bei PV<sub>kap</sub> um 18 %. Es ist zu erkennen, dass an den Tagen schwächerer Last (13. Juni und 21. Juli) die Verluste bei kapazitivem Verhalten der Wechselrichter höher sind als bei induktivem. Im NS-Netz A hingegen lagen die Verluste bei PV<sub>kap</sub> stets unter denen von PV<sub>ind</sub>. Dies lässt sich damit erklären, dass das MS-



Netz bei schwacher Last bereits kapazitiv ist, und ein zusätzliches kapazitives Verhalten der Wechselrichter keinerlei Vorteile für den Lastfluss bringt. Letztendlich zeigt sich erwartungsgemäß, dass ein derart radikales Einspeisen beziehungsweise Beziehen von Blindleistung im untersuchten Netz nicht zur Vermeidung von Netzverlusten geeignet ist.

#### 4.2.4 Verschiebungsfaktor

Durch das extreme Einspeisen beziehungsweise Beziehen von Blindleistung beeinflussen die PV-Anlagen bei den Einspeisestrategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  den Blindleistungshaushalt des untersuchten Netzes stark. Es stellt sich dabei die Frage, an welchen Stellen im Netz dies kritisch sein könnte und an welchen nicht. Typischerweise bestehen Verträge zwischen Netzbetreibern, die den Verschiebungsfaktor an Netzkuppelstellen begrenzen (beispielsweise  $\cos(\varphi) \geq 0,9$ ). Eine solche Kuppelstelle findet sich im untersuchten Netz am HS/MS-Trafo, sprich am Bilanzknoten.

##### Verschiebungsfaktor im NS-Netz A

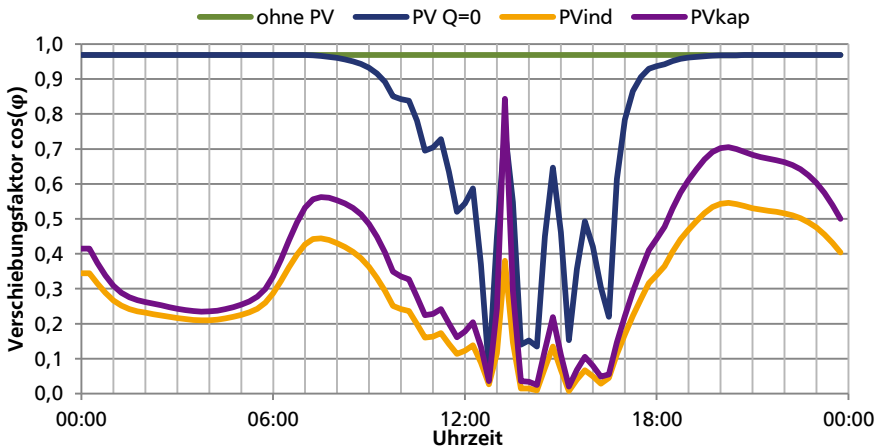


Abbildung 4.7: Verschiebungsfaktor am ONT des NS-Netz A bei Einspeisung mit Bemessungs-Scheinleistung, 13. Juni

Abbildung 4.7 zeigt den Verlauf des Verschiebungsfaktors am ONT des NS-Netz A am 13. Juni. Es ist zu erkennen, dass die Einspeisestrategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  wie zu erwarten ungeeignet sind, um den Verschiebungsfaktor des gesamten NS-Netzes an eins anzunähern. Besonders während der Zeiten ohne Wirkleistungseinspeisung ist die Blindleistungseinspeisung dominanter als der Wirkleistungsbezug der Lasten. Das

Resultat ist der in Abbildung 4.7 gezeigte geringe Verschiebungsfaktor. Wenn zusätzlich noch der Wirkleistungsbedarf in der Mittagszeit durch die PV-Anlagen gedeckt wird, reduziert sich der Verschiebungsfaktor, wie auch bei reiner Wirkleistungseinspeisung oder der Einspeisung nach VDE, bis auf null. Im Anhang ist als Vergleich in Abbildung A 3 der Tagesverlauf des Verschiebungsfaktors für den 31. Dezember dargestellt. Auf Grund der größeren herrschenden Wirklast und der geringeren Wirkleistungseinspeisung, bricht der Verschiebungsfaktor nicht ganz so stark ein wie in Abbildung 4.7.

$PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  ermöglichen, dass das untersuchte NS-Netz A aus Sicht des übergeordneten MS-Netzes entweder induktiver Blindleistung bezieht oder bereitstellt. Der Einstellbereich ist abhängig von der installierten Wechselrichterleistung, der aktuellen Wirkleistungseinspeisung aus den PV-Anlagen sowie der vorhandenen Last im Netz.

### Verschiebungsfaktor im MS-Netz

Die in den NS-Netzen bereitgestellte oder verbrauchte Blindleistung addiert sich zum Blindleistungsbedarf der Lasten und Betriebsmittel und ergibt damit den Gesamtbedarf, der an der Kuppelstelle bereitgestellt werden muss. Dieser Gesamtbedarf ist in Abbildung 4.8 für den Bilanzknoten am HS/MS-Trafo des untersuchten MS-Netzes für den 13. Juni dargestellt.

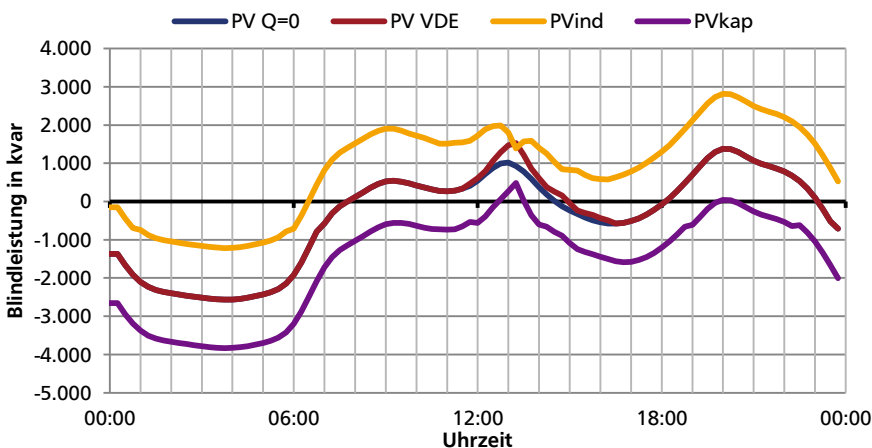


Abbildung 4.8: Blindleistungsbedarf am HS/MS-Trafo bei Einspeisung mit Bemessungscheinleistung, 13. Juni

Verglichen mit dem Verlauf des Blindleistungsbedarfs bei reiner Wirkleistungseinspeisung oder der Einspeisung nach VDE zeigt sich, dass die hohe induktive Blindleistungseinspeisung bei Nacht und der induktive Blindleistungsbezug zu Starklastzeiten zumindest teilweise kompensiert werden können. Zur Minimierung des Blindleistungsaustauschs mit dem überlagerten HS-Netz müsste in Abhängigkeit der Uhrzeit beziehungsweise der Last im Netz jedoch zwischen den Strategien gewechselt werden. Um Verträge zwischen Netzbetreibern wie in Abschnitt 4.2.4 beschrieben zu erfüllen, ist jedoch nicht der Absolute Blindleistungsbedarf, sondern der Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  relevant. Betrachtet man den Verlauf des Verschiebungsfaktors am Bilanzknoten in Abbildung 4.9, so zeigt sich, dass lediglich bei Nacht ein Kompensationsbedarf besteht. Durch das Beziehen induktiver Blindleistung der Wechselrichter bei Nacht, lässt sich der Verschiebungsfaktor des gesamten untersuchten MS-Netzes von 0,82 auf 0,95 anheben. Das Netz bleibt dennoch in Summe kapazitiv, denn der Blindleistungsbezug der modellierten PV-Anlagen reicht nicht aus, um die Kabel vollständig zu kompensieren. Tagsüber ist der Wirkleistungsanteil im Lastfluss deutlich größer und damit der Einfluss der Blindleistung auf den Verschiebungsfaktor kleiner, so dass der ohnehin schon hohe Verschiebungsfaktor durch  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$  nur leicht beeinflusst wird.

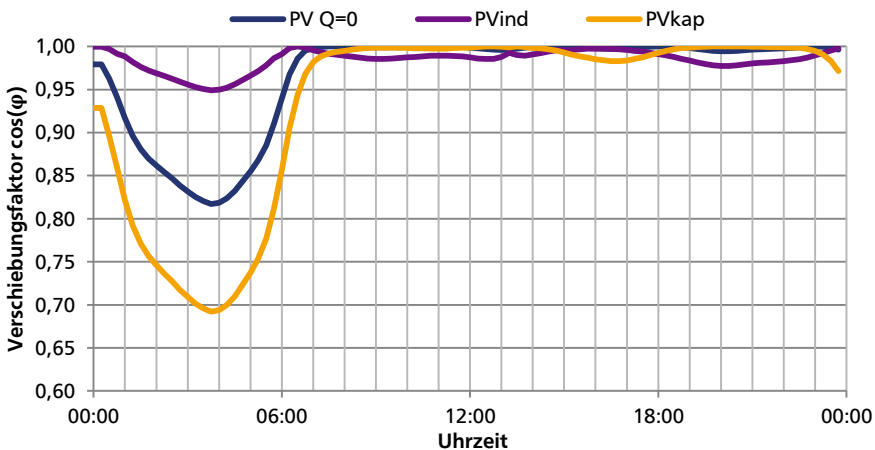


Abbildung 4.9: Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten bei Einspeisung mit Bemessungscheinleistung, 13. Juni

Tabelle 4.4 zeigt den Schwachlastfall des Netzes, am 21. Juli um 03:45 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt ist das kapazitive Verhalten der Mittelspannungskabel am dominantesten. Durch die Kompensation des kapazitiven Ladestroms der Kabel mittels

der Strategie  $PV_{ind}$  lässt sich der Verschiebungsfaktor von 0,80 auf 0,94 anheben. Es ist des Weiteren zu erkennen, dass keine Überkompensation stattfindet, sondern dass das Netz kapazitiv bleibt.

Tabelle 4.4: Ergebnisse des Lastflusses, 21. Juli, 03:45

	Bilanzknoten			ONT NS-Netz A		
	$P$ in kW	$Q$ in kvar	$\cos(\varphi)$	$P$ in kW	$Q$ in kvar	$\cos(\varphi)$
Ohne PV	3.475,34	-2.629,03	0,798	21,13	5,37	0,969
$PV_{ind}$	3.492,88	-1.278,77	0,939	23,24	113,31	0,201
$PV_{kap}$	3.512,33	-3.895,05	0,670	22,68	-99,21	0,223

## 4.3 Zusammenfassung des Kapitels 4

Die dargestellten Ergebnisse sind selbstverständlich sehr stark abhängig von den untersuchten Rahmenbedingungen. Zu denen zählen die Netztopologie, die verwendeten Betriebsmittel, die räumliche Ausdehnung und nicht zuletzt die installierte Leistung an PV-Anlagen. Eine allgemeine Übertragbarkeit der Ergebnisse ist daher keinesfalls gegeben. Dennoch lassen sich allgemeine Aussagen zu den Einspeisestrategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$ , die mehr oder weniger auch für andere Netze gelten, zusammenfassend ableiten:

Durch die Aufhebung der in der Einspeisung nach VDE Anwendungsrichtlinie über den Verschiebungsfaktor gegebenen Limitierung der Blindleistung vergrößern sich die Einflussmöglichkeiten der PV-Anlagen deutlich. Dies bedeutet zum einen, dass dem Netzbetreiber mehr Freiheiten für die Einstellung der Spannung oder des Verschiebungsfaktors zur Verfügung stehen, hat aber zum anderen auch zur Konsequenz, dass sehr sorgsam mit besonders extremen Einstellungen umgegangen werden muss.

Es konnte gezeigt werden, dass die Spannung im untersuchten NS-Netz innerhalb eines Bandes erhöht oder reduziert werden kann. An einem sensiblen Knoten des NS-Netzes A beträgt das Band für die meiste Zeit  $\pm 5\%$ . Für den untersuchten Fall, bei dem die mit PV-Anlagen versehenen NS-Netze eine relativ große Distanz von etwa 16km zum speisenden HS/MS-Trafo haben, zeigte sich, dass selbst die Span-

---

nung an der Sammelschiene des NS-Netzes erhöht oder reduziert werden kann. Nicht zu vernachlässigen ist, dass sich die Spannungsänderung auch durch das MS-Netz bis an die Sammelschiene des MS-Netzes fortsetzt, wodurch ein Schalten des Stufenstellers am HS/MS-Trafo ausgelöst wurde. Durch die Strategie  $PV_{ind}$  gelingt es, ähnlich wie bei der Einspeisung nach VDE, den Spannungsanstieg in NS-Netzen auf Grund von PV-Einspeisung zu reduzieren.

Des Weiteren erwies sich der Bezug induktiver Blindleistung bei Nacht als vorteilhaftes Verhalten, um den Verschiebungsfaktor des gesamten untersuchten Netzes anzuheben. Durch diesen Betrieb ließe sich folglich eine benötigte Kompensationseinheit (beispielsweise Kompensations-Drosselspulen) einsparen. Es ist jedoch auch zu beachten, dass die Netzverluste durch den Betrieb  $PV_{ind}$  während der Nacht verdoppelt werden. In einem Netz, in dem die PV-Anlagen nicht alle in Bereichen liegen, die besonders weit vom speisenden HS/MS-Trafo entfernt liegen, können diese Verluste aber auch geringer ausfallen. Die Anwendung der Strategie  $PV_{ind}$  führte im untersuchten NS-Netz A zudem dazu, dass die Spannung am Knoten N3 stark gesenkt wird, jedoch im konkreten Fall ohne nachts die untere Spannungsgrenze zu unterschreiten.

Die Ergebnisse dieser Einspeisestrategie sind in Teilen in [29] veröffentlicht.

---

# 5 Entwicklung alternativer Einspeisepprofile

Die Untersuchungen aus den vorangegangenen Kapiteln waren sehr statisch an die vorgegebenen Einspeisestrategien gekoppelt, um deren Auswirkungen und Potentiale erkennen und darstellen zu können. Dieses Kapitel verfolgt das Ziel, für ein gewünschtes Verhalten, wie beispielsweise eine geglättete Netzspannung oder reduzierte Verluste, verbesserte Einspeisepprofile zu finden. Dabei werden die bereits untersuchten Strategien mit einbezogen, aber auch eine weniger extreme Blindleistungseinspeisung als beispielsweise die 0% Blindleistung aus der reinen Wirkleistungseinspeisung oder den 100% aus den Strategien  $PV_{ind}$  und  $PV_{kap}$ .

---

## 5.1 Spannungsglättung

---

Einer der Gründe, die zur Erarbeitung der VDE Anwendungsrichtlinie beigetragen haben, war die Befürchtung, dass die Netzspannung durch die dezentrale Wirkleistungseinspeisung durch erneuerbare Energien zu stark angehoben wird. Wie in Abschnitt 3 gezeigt wurde, gelingt es mittels des Bezugs induktiver Blindleistung entsprechend der VDE Anwendungsrichtlinie dem Effekt entgegenzuwirken. Es bleibt jedoch außer Acht, dass die verfügbaren Wechselrichterkapazitäten auch unabhängig von Wirkleistungseinspeisung beispielsweise zu Schwachlastzeiten die Spannung absenken oder zu Starklastzeiten die Spannung anheben könnten.

### 5.1.1 Die Strategie in der Theorie

Im untersuchten MS-Netz wird die Spannung an der Sammelschiene, die an die Unterspannungsseite des speisenden HS/MS-Trafos angeschlossen ist, durch einen Stufenschalter mehr oder minder konstant gehalten. Abweichungen vom Sollwert resultieren aus den diskreten Stufen, die der Stufenschalter annehmen kann. Unter der Annahme, dass im untersuchten Netz lediglich eine Last und eine PV-Anlage, die

---

sich am gleichen Standort befindet (Abbildung 5.1), vorhanden sind, lässt sich die benötigte Einspeisestrategie gut ermitteln. Damit die Spannung am Knoten an dem Last und PV-Anlage angeschlossen sind möglichst konstant bleibt, muss die PV-Anlage die Fluktuation der Residuallast (Last minus Erzeugung) mittels Blindleistung ausgleichen. Zusätzlich muss bedacht werden, dass die Blindleistung nicht zwangsläufig den gleichen Einfluss auf die Spannungsänderung hat wie die Wirkleistung (siehe auch Abschnitt 4.2). Dabei ist das R/X-Verhältnis der Netzimpedanz entscheidend. So müssen beispielsweise bei einem R/X-Verhältnis von zwei für den erzeugten Spannungsfall einer 10kW Last zur Kompensation des Spannungsfalls 20kvar Blindleistung eingespeist werden.



Abbildung 5.1: Möglichst einfaches, theoretisches Beispielnetz

Im beschriebenen stark vereinfachten Beispiel wurde jedoch außer Acht gelassen, dass zusätzliche Effekte wie der Blindleistungsbedarf der Betriebsmittel des Netzes von deren Auslastung abhängen. Folglich ändert sich der Lastfluss nicht nur auf Grund einer Laständerung, sondern zusätzlich auf Grund des veränderten Blindleistungsbedarfs der Betriebsmittel und der veränderten Verluste der Betriebsmittel.

In einem realen Netz kommt schließlich noch hinzu, dass es mehr als eine Last und mehr als eine PV-Anlage gibt, und dass diese im Regelfall nicht immer an der gleichen Stelle lokalisiert sind. Für die Realität erscheint eine Berechnung unter Einbezug aller Effekte höchst komplex. Im Folgenden wird aus diesem Grund auch keine Optimierung angestrebt, sondern versucht eine Strategie zu finden, die mit möglichst geringer Komplexität eine möglichst gute und allgemeine Verbesserung ermöglicht.

### 5.1.2 Methodik

Das Ziel soll sein, die bereits in den vorangegangenen Kapiteln untersuchte Spannung am Knoten N3 im NS-Netz A zu glätten. Zusätzlich soll dabei die Spannung an der Sammelschiene BB1 betrachtet werden, um ein Verständnis über den Spannungsfall im MS-Netz und im NS-Netz A zu erlangen. Abbildung 5.2 zeigt den maximalen, den minimalen sowie den gemittelten Verlauf der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A. Für die Darstellung wurde ein vollständiges Jahr bei reiner

---

Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen berechnet und anschließend für jeden untersuchten Viertelstundenwert Minimum, Maximum und Mittelwert berechnet.

Um den Verlauf zu glätten stellt sich die Frage, zu welchen Zeitpunkten die Spannung durch die PV-Anlagen besser angehoben, und zu welchen besser abgesenkt wird. Aus Abbildung 5.2 lässt sich entnehmen, dass die Spannung nachts, zwischen 23:00 Uhr und 06:00 Uhr nur in einem schmalen Band variiert. Da die Spannung zu dieser Zeit tendenziell höher als die 0,4 kV Nennspannung liegt, käme ein Absenken in Betracht. Problematisch wiederum ist die Situation tagsüber, da dort besonders hohe aber auch besonders niedrige Spannungen auftreten. Besonders auffällig sind die beiden Spannungstäler gegen 12:00 Uhr und gegen 19:00 Uhr. Die niedrige Spannung lässt auf eine hohe Last im Netz zu diesen Zeitpunkten schließen. Betrachtet man die in Abbildung 2.5 dargestellten Skalierungsfaktoren für das in Abschnitt 2.5 erläuterte SLP H0, so zeigt sich, dass die höchste Last samstags gegen 19:00 Uhr oder sonntags gegen 12:00 Uhr erreicht wird, womit beide Spannungstäler in Abbildung 5.2 zu erklären sind. Zur besseren Darstellung und zur Bestätigung, befinden sich im Anhang die Verläufe aus Abbildung 5.2 unterteilt in Wochentage (Abbildung A 4 a)), Samstage (Abbildung A 4 b)) und Sonntage (Abbildung A 4 c)).

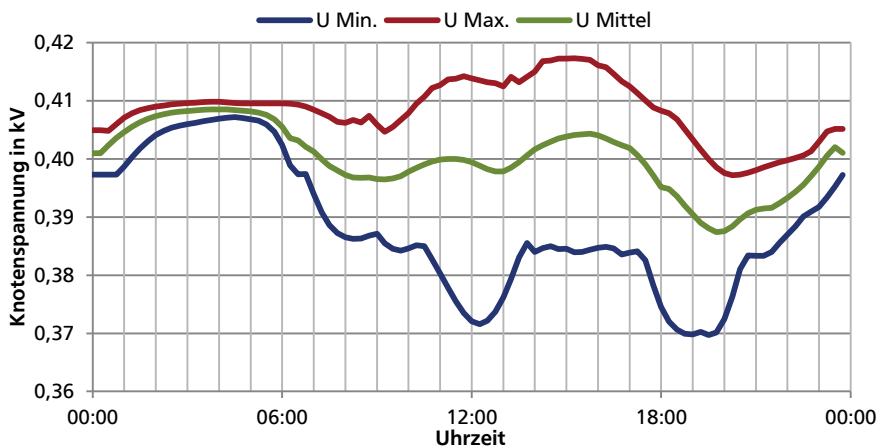


Abbildung 5.2: Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen

Selbstverständlich drängt sich auf Grund der beiden Wochenend-Spannungstäler für die Ermittlung der spannungsglättenden Einspeiseprofile eine Unterscheidung in



---

Werktage, Samstage und Sonntage auf, um an den entsprechenden Tagen auf die Spannungstäler mit einer Spannungsanhebung zu reagieren.

Ein weiterer zu beruckichtigender Effekt ist die Abhängigkeit der Knotenspannung von der Jahreszeit. Hierzu ist in die Knotenspannung N3 für alle Tage des Jahres um 12:00 Uhr mittags dargestellt, abermals aufgeteilt in Werktage, Samstage und Sonntage. Es ist zu erkennen, dass der Verlauf der Knotenspannung sich umgekehrt zur in Abschnitt 2.5 erläuterten Dynamisierungsfunktion des SLP H0 verhält. Da die Last in den Wintermonaten größer ist als in den Sommermonaten, verhält sich die Spannung genau umgekehrt. Die in Abbildung 5.2 gezeigte Minimum-Kurve tritt folglich im Winter auf, während die Maxima-Kurve im Sommer auftritt. Die Streuung der Spannung in Abbildung 5.3 nimmt besonders in den Sommermonaten zu, da dann je nach Höhe der vorliegenden PV-Einspeisung die Spannung am untersuchten Netzknoten fluktuiert.

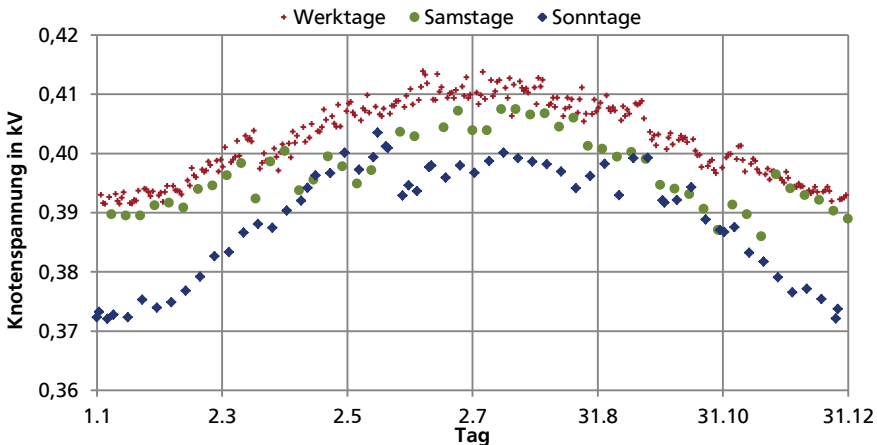


Abbildung 5.3: Jahresverlauf der Knotenspannung N3 bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen um 12:00 Uhr, unterteilt in Werktage, Samstage und Sonntage

### 5.1.3 Erstellung der Einspeiseprofile

Im Folgenden soll ein Einspeiseprofil für die im untersuchten Netz integrierten PV-Anlagen erstellt werden, mit dem Ziel die Spannung am untersuchten Knoten N3 zu glätten. Wie bereits in den vorangegangenen Untersuchungen, soll die Wirkleistungseinspeisung Vorrang vor der Blindleistungseinspeisung erhalten. Es steht lediglich die Wechselrichter Bemessungsscheinleistung zur Verfügung, die auch bei der

---

Einspeisung nach VDE zur Verfügung stünde. Es sollen folgende Kriterien in die Erstellung der Profile einfließen:

- Saisonale Kompensation: Der in Abbildung 5.3 gezeigte saisonale Verlauf der Knotenspannung soll kompensiert werden.
- Kompensation des Tagesverlaufs: Der in Abbildung 5.2 gezeigte Tagesverlauf der Knotenspannung, sprich die erhöhte Spannung bei Nacht sowie die Spannungstäler, die an Samstagen und Sonntagen auftreten, soll kompensiert werden.
- Kompensation der PV-Einspeisung: Der Spannungsanstieg auf Grund von Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen soll kompensiert werden.

### Saisonale Kompensation

Die nötige saisonale Kompensation ist auf die saisonalen Lastschwankungen zurückzuführen, die in den SLP durch die Dynamisierungsfunktion Berücksichtigung finden. In Abbildung 5.2 zeigt sich die saisonale Abweichung in Form der Differenz zwischen der Maximum- und der Minimum-Kurve. Die Kompensation muss folglich stärker bei Tag als bei Nacht stattfinden.

Wie Abbildung 5.3 zeigt, liegt die saisonale Spannungsschwankung  $\Delta U$  für Werktage und Samstage bei etwa 20 V und an Sonntagen bei knapp 30 V. Ausgehend von einer Nennspannung von 400 V, bedeuten die 20 V Schwankung eine Abweichung von  $\pm 2,5\%$ . Gemäß den Ergebnissen aus Kapitel 4 kann die Spannung durch die maximale Scheinleistungseinspeisung nach  $PV_{ind}$  oder  $PV_{kap}$  um rund 5% angehoben oder abgesenkt werden. Daher soll für die 2,5% Spannungshub im Winter lediglich die Hälfte der Bemessungsscheinleistung der Wechselrichter in Form von induktiver Blindleistung eingespeist werden und umgekehrt im Sommer nur die Hälfte bezogen werden. Gemäß des Polynoms vierter Ordnung, mit dem die Dynamisierungsfunktion der Standardlastprofile berechnet wird, soll auch für die saisonale Spannungskorrektur ein Polynom vierter Ordnung verwendet werden. Unter Verwendung der gleichen Maxima, Minima und Wendepunkte berechnet sich das saisonale Korrekturpolynom, mit dem die von den PV-Anlagen zu beziehende induktive Blindleistung in Abhängigkeit des Tages  $d$  berechnet werden kann, wie näherungsweise in Formel 5.1 gezeigt. Die Kompensation  $q_{sais}$  gibt die Blindleistung als prozentualen Anteil von der Bemessungsscheinleistung der Wechselrichter an. Die Koeffizienten des Polynoms  $q_{sais}$  errechnen sich aus den unter anderem in [19] gegebenen Koeffizienten für die Dynamisierungsfunktion (siehe Abbildung 2.4), in dem die Dynamisierungsfunk-

tion zunächst verschoben wird, so dass sie nicht um eins, sondern etwa um null variiert. Anschließend muss die Funktion um den Faktor 1,95 verstärkt werden, damit die Maxima und Minima wie gefordert bei etwa 0,5 und -0,5 liegen. Für den 13. Juni, dem 164. Tag des Jahres, errechnet sich mittels Formel 5.1 eine Kompensation  $q_{\text{sais}}$  von 0,34. Diese ist so zu verstehen, dass zur Kompensation der saisonalen Spannungsschwankung die PV-Anlagen mit 34% ihrer Bemessungsscheinleistung induktive Blindleistung beziehen müssen. Formel 5.1 stellt eine zugeschnittene Größengleichung dar, bei der  $d$  der fortlaufend nummerierte und einheitslose Tag des Jahres ist.

$$q_{\text{sais}}(d) = 7,64 \cdot 10^{-10} d^4 - 6,24 \cdot 10^{-7} d^3 + 1,37 \cdot 10^{-4} d^2 - 4,1 \cdot 10^{-3} d - 0,47 \quad \text{Formel 5.1}$$

Mit dem genannten Polynom lässt sich die saisonale Spannungsschwankung für 12Uhr mittags korrigieren, da die Spannungsdifferenzen aus Abbildung 5.3 entnommen wurden, welche eben diese Uhrzeit wiedergibt.

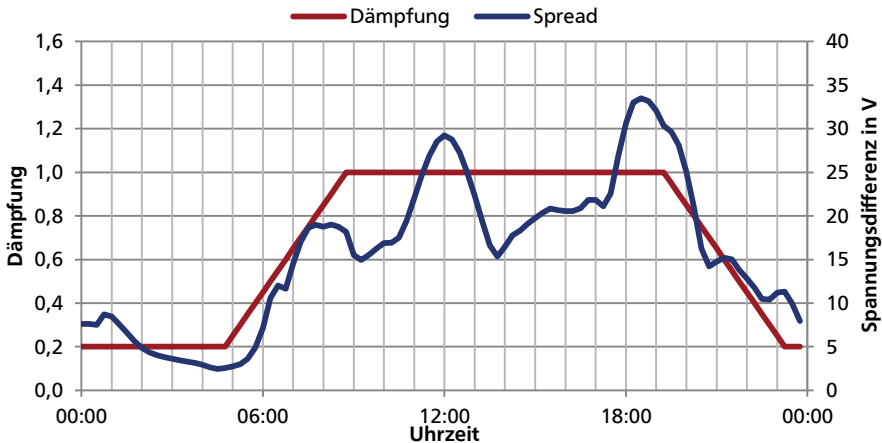


Abbildung 5.4: Verlauf des Spreads des Spannungs-Tagesverlaufs sowie der Dämpfung für die saisonale Kompensation am Knoten N3

Wie aber in Abbildung 5.2 gezeigt ist, betrifft diese saisonale Schwankung stärker den Tag und nur weniger die Nacht. Daher muss die saisonale Kompensation zusätzlich mit einem tageszeitabhängigen Faktor nachts abgeschwächt werden. Dieser tagesabhängige Faktor verfolgt das Ziel, die saisonale Kompensation  $q_{\text{sais}}$  entsprechend des Spreads zwischen Maximum- und Minimum-Kurve im Tagesverlauf zu dämpfen. Abbildung 5.4 zeigt den Verlauf der Differenz zwischen der Maximal- und der Minimum-Kurve in V sowie eine Annäherung, die als Dämpfung für  $q_{\text{sais}}$  dient.

---

Die Annäherung wurde so gewählt, dass tagsüber sowie nachts jeweils konstante Werte vorliegen, die morgens und abends linear übergehen. Die Übergänge wurden so gewählt, dass die Abweichung minimiert wird. Die y-Achse wurde so skaliert, dass die Dämpfung tagsüber bei eins liegt. Durch die Anwendung der Dämpfung wird sichergestellt, dass nachts keine Überkompensation stattfindet.

### Kompensation des Tagesverlaufs der Last

Um den Tagesverlauf zu kompensieren, soll in Werktagen, Samstagen und Sonntagen unterschieden werden. Als zu kompensierender Verlauf soll die Knotenspannung verwendet werden, die sich ohne PV-Einspeisung, sprich lediglich durch die Lasten, ergibt. Dafür sind im Anhang in Abbildung A 5 abermals die Spannungsbänder für die unterschiedlichen Tage am Knoten N3 des NS-Netzes A dargestellt, jedoch für den Fall ohne PV-Einspeisung. Um die Spannung zu glätten, soll die Differenz der Mittelwert-Linie von der Jahresdurchschnittsspannung in Höhe von 0,398 kV am Knoten N3 als zu kompensierende Abweichung dienen. Wie auch bei der Kompensation der saisonalen Schwankung werden die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Ergebnisse als Grundlage verwendet, so dass für 5 % Spannungsabweichung die maximal verfügbare Blindleistung zur Kompensation verwendet wird.

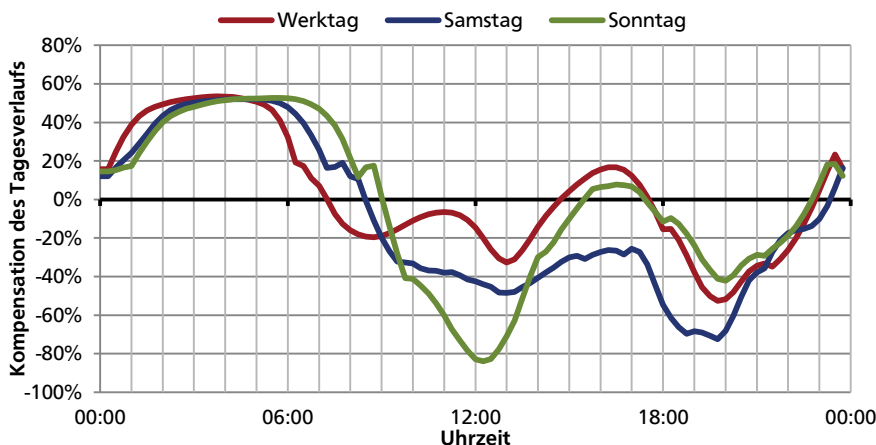


Abbildung 5.5: Kennlinien für die Kompensation des Tagesverlaufs an Werktagen, Samstagen und Sonntagen

Die in Abbildung 5.5 gezeigten Verläufe dienen der Kompensation des Spannungsverlaufs, der auf dem Lastgang der SLPs beruht. Die Verläufe ergeben sich aus den in Abbildung A 5 gezeigten Mittelwerten der Spannungsbänder und entsprechenden

---

Skalierungsfaktoren. Ein Wert von 100% ist so zu interpretieren, dass für die Kompensation die maximale zur Verfügung stehende Blindleistung von der PV-Anlage benötigt wird. Ein positiver Wert sagt aus, dass induktive Blindleistung von den Wechselrichtern bezogen wird, so dass die Spannung abgesenkt wird. Umgekehrt wird bei einem negativen Wert induktive Blindleistung eingespeist, um die Spannung anzuheben.

### Kompensation der Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen

Als dritter Schritt soll der Spannungshub, der aus der Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen resultiert, kompensiert werden. Die Vorgehensweise ähnelt stark der Strategie, die durch die Einspeisung nach der VDE Anwendungsrichtlinie verfolgt wird. Im Unterschied zur Einspeisung nach VDE soll die Einspeisung von Wirkleistung immer durch einen Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,9$  kompensiert werden. Es wird folglich auf eine Rampe sowie ein Tot-Band verzichtet (vergleiche Abbildung 3.2). Die Kompensation für die Wirkleistungseinspeisung  $q_{PV}$  ist folglich von der normierten und damit einheitslosen Wirkleistungseinspeisung  $p$  abhängig und berechnet sich nach Formel 5.2.

$$q_{PV}(p) = p \cdot \tan \arccos(0,9) = p \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,9^2}}{0,9} \quad \text{Formel 5.2}$$

### Zusammenführung der Kompensationen

Um die drei vorgestellten Kompensationen in den Einspeiseprofilen der PV-Anlagen zu berücksichtigen müssen diese zu einer zusammengeführt werden. Dies geschieht durch Addition der drei Kompensationen. Dadurch wird gewährleistet, dass gegenseitige Kompensationen einander aufheben. Beispielsweise an einem Wintertag, an dem die saisonale Kompensation eine Spannungsanhebung fordert, kann sich mit tags der Fall ergeben, dass die Kompensation der PV-Wirkleistung eine Spannungsabsenkung fordert. Durch die Summation würden sich die Wirkungen beider Kompensationen zumindest teilweise aufheben. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass die drei Kompensationen in Summe die maximale Scheinleistung des Wechselrichters nicht überschreiten. Unter der Annahme, dass die gleiche Grenze gilt wie bei der heute geforderten Einspeisung nach VDE (Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,9$  bei maximaler Wirkleistungseinspeisung) ergibt sich eine maximale Scheinleistung von 111% der installierten Bemessungswirkleistung. Bei gleichzeitiger Wirkleistungseinspeisung soll zudem nur der ungenutzte Teil der Wechselrichterkapazität zur Verfügung stehen, und somit die Wirkleistungseinspeisung Vorrang haben.

Abbildung 5.6 zeigt wie sich die Kompensationen am 21. Juli, dem Schwachlasttag, zusammensetzen. Die saisonale Kompensation folgt wie zu erwarten dem gradlinigen Verlauf der Dämpfung aus Abbildung 5.4, während die Kompensation des Tagesverlaufs und der Wirkleistungseinspeisung fluktuieren. Die Summe aller Kompensationen zeigt einen Hochpunkt während der nächtlichen Schwachlastphase. Zu dieser Zeit beziehen die PV-Anlagen mit etwa 60 % ihrer Bemessungsscheinleistung induktive Blindleistung, um die Spannung abzusenken. Das Maximum tritt am Nachmittag auf. Dieses ist auf eine Kombination von schwacher Last und gleichzeitiger PV-Einspeisung zurückzuführen. Wenige Stunden später kehrt sich das Verhalten um und die PV-Anlagen verhalten sich kapazitiv, da die PV-Einspeisung fehlt, gleichzeitig die Last aber am größten ist. Zusätzlich ist im Anhang die Zusammensetzung der Kompensationen für den 31. Dezember (Abbildung A 6) und den 13. Juni (Abbildung A 7) dargestellt. Hier ist zum einen zu erkennen, dass die saisonale Kompensation im Winter negativ ist und dass die Summe der Kompensationen zum Zeitpunkt größter Last (gegen 19:15 Uhr) bei der maximalen Scheinleistung der Wechselrichter gesättigt ist.

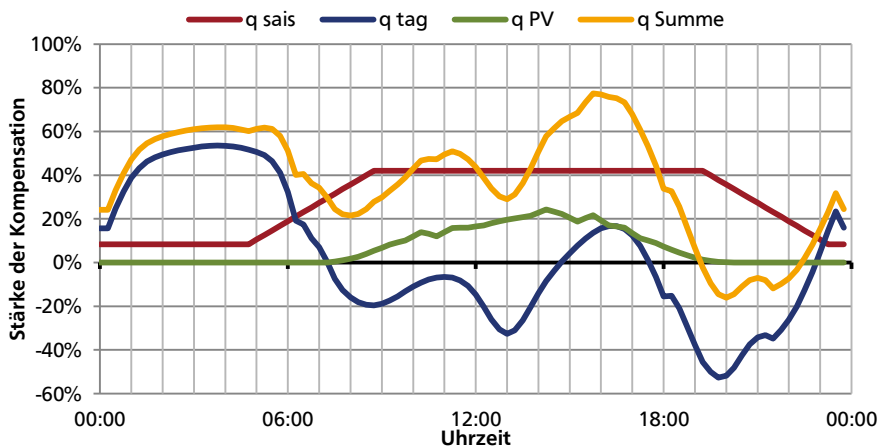


Abbildung 5.6: Zusammensetzung der drei Kompensationen (saisonal, Tag, PV-Einspeisung), 21. Juli

### 5.1.4 Ergebnisse der Lastflussberechnung

Um die Wirksamkeit der spannungsglättenden Blindleistungseinspeisung zu untersuchen, soll zum einen die Spannung am Knoten N3 aber auch die Spannungen anderer Netzknoten untersucht werden. Da die genutzten Profile an Hand der Span-

nungsverläufe am Knoten N3 erstellt wurden, ist die Untersuchung weiterer Netzknoten von zentraler Bedeutung, um die Tauglichkeit der Methode beurteilen zu können.

Abbildung 5.7 zeigt den Verlauf der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei den klassischen Einspeisestrategien VDE und reine Wirkleistung, ohne PV sowie mit den erzeugten Profilen zur Spannungsglättung. Es ist zu erkennen, dass das Ziel, die Spannung bei etwa 0,398 kV zu halten weitestgehend erreicht wird. Es gelingt während der Mittagsstunden den Spannungsanstieg auf Grund der PV-Einspeisung zu reduzieren. In den Abendstunden gelingt es zudem den Spannungsfall auf Grund starker Last zu reduzieren. Weniger gut gelingt die Reduktion der Spannung in der Schwachlastphase während der Nacht, da es zu einer Überkompensation kommt. Dies ist jedoch weniger der Methode geschuldet als dem Fakt, dass der Sprung von 06:30 nach 06:45 auf eine Stufenschaltung am HS/MS-Trafo zurückzuführen ist. Ohne die Schaltung, die pro Stufe 1,67% Spannungsantrieb oder -senkung verursacht, bliebe die Spannung folglich nochmals konstanter.

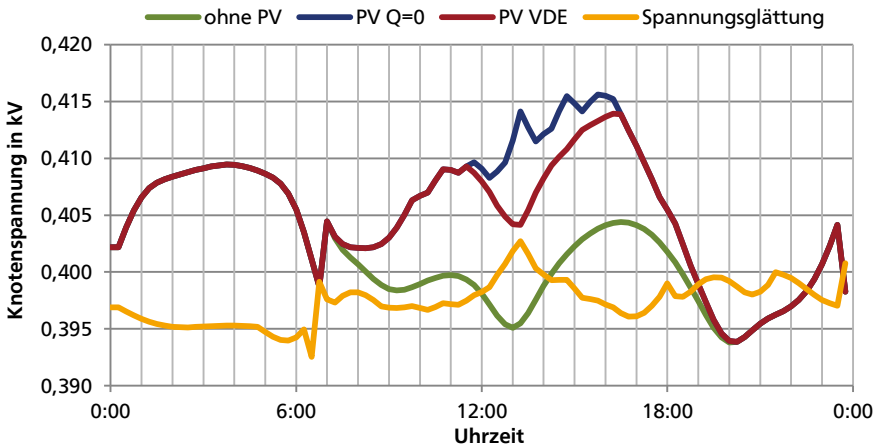


Abbildung 5.7: Verlauf der Knotenspannung am Knoten N3 bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile, 13. Juni

Im Anhang ist in Abbildung A 8 zudem der Spannungsverlauf an der Sammelschiene BB1 des NS-Netzes A für die unterschiedlichen Einspeisestrategien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass auch an der Sammelschiene eine Glättung der Spannung erreicht wird. Die Schaltung des Stufenstellers fällt hier noch deutlicher ins Gewicht, da die übrigen Spannungsschwankungen geringer ausfallen als am Knoten N3.

Um die Wirksamkeit der saisonalen Kompensation sichtbar zu machen und somit zu überprüfen, ist in Abbildung 5.8 das Spannungsband, das am Knoten N3 bei der Verwendung der Profile zur Spannungsglättung innerhalb eines gesamten Jahres auftritt, dargestellt. Verglichen mit Abbildung 5.2 zeigt sich, dass das Band wie gewünscht deutlich schmäler ausfällt, und dass die Fluktuation des Mittelwerts deutlich reduziert wurde.

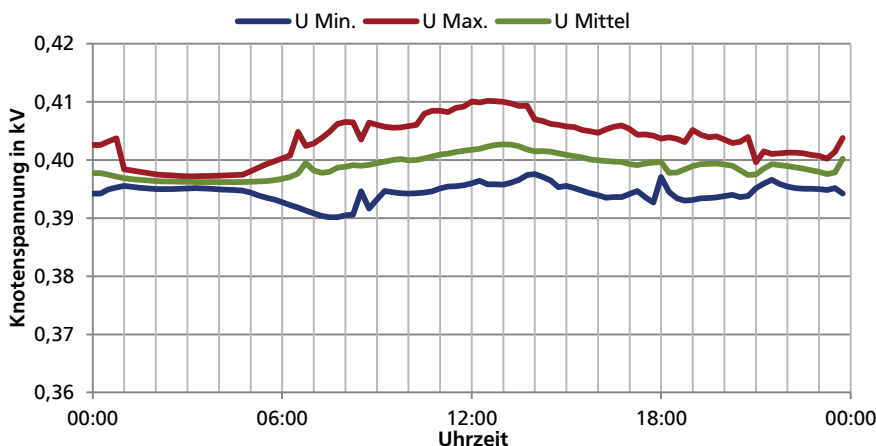


Abbildung 5.8: Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile

Um die Fluktuation der Spannung über das gesamte Jahr bei unterschiedlichen Einspeisestrategien vergleichbar zu machen soll eine Abweichung berechnet werden. Da die Knotenspannung nicht normalverteilt ist, scheidet die Standardabweichung aus. Als Vergleichsmaß für die Streuung der Knotenspannung soll die mittlere Abweichung herangezogen werden und für verschiedene Knoten und unterschiedliche Einspeisestrategien angewandt werden. Die mittlere Abweichung berechnet sich, in dem für jeden Spannungswert  $U$  die Differenz zum arithmetischen Mittel  $\bar{U}$  berechnet wird, diese dann aufsummiert und durch die Anzahl der Summanden  $n$  dividiert wird (siehe Formel 5.3).

$$\frac{1}{n} \sum |U - \bar{U}| \quad \text{Formel 5.3}$$

Die mittlere Abweichung ist in Abbildung 5.9 für die Sammelschiene des NS-Netzes A sowie für drei ausgewählte Knoten des NS-Netz A für die Spannungsglättung und die Referenzstrategien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch die Einspeisestra-



regie Spannungsglättung die mittlere Abweichung der Knotenspannung an allen Knoten mehr als halbiert werden kann. Dies gilt nicht nur für den Strang, in dem der Knoten N3 liegt und für den die Einspeiseprofile erstellt wurden, sondern auch für einen anderen Strang mit PV-Anlagen (N6), einen Strang ohne PV-Anlagen (N9) sowie die Sammelschiene des NS-Netz A (BB1).

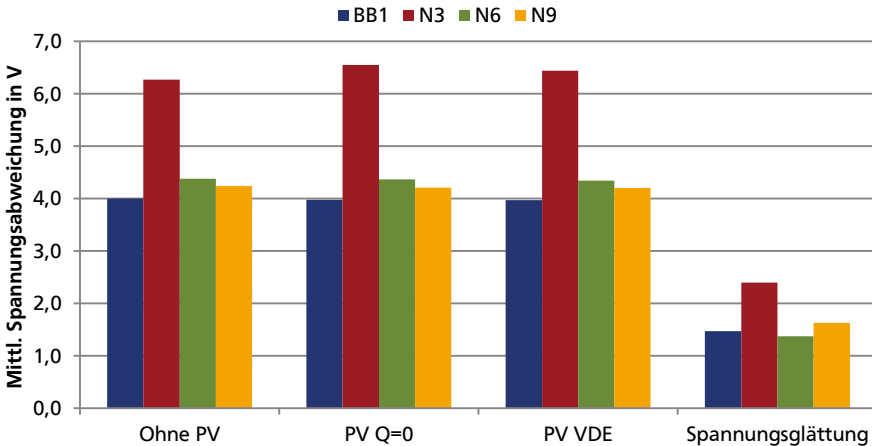


Abbildung 5.9: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten des NS-Netzes A bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeiseprofile und der Referenzeinspeisung

### 5.1.5 Vergleich mit dem NS-Netz B

Um die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf ein anderes NS-Netz zu überprüfen, werden die Spannungsänderungen im NS-Netz B untersucht.

Den Ergebnissen in Abbildung 5.10 ist zu entnehmen, dass die Einspeiseprofile auch bei einer bedeutend höheren Durchdringung von PV-Anlagen, wie es im NS-Netz B der Fall ist, die mittlere Spannungsabweichung reduzieren können. An nahezu allen Knoten kann diese mehr als halbiert werden, obwohl die Einspeisestrategie für den Knoten N3 des NS-Netzes A erstellt wurde. Eine Ausnahme stellt die Spannung am Knoten N12 dar. Hier kann die mittlere Spannungsabweichung lediglich um 33 % gesenkt werden. In dem Strang, an dessen Ende sich der Knoten N12 befindet übersteigt die maximale PV-Einspeisung die Last um fast das 20-fache, wodurch es sich um einen Extremfall handelt. Der Spannungsverlauf am Knoten N12 ist für den 13. Juni und unterschiedliche Einspeisestrategien im Anhang (Abbildung A 9) dargestellt.

Schließlich zeigt sich, dass die Methode prinzipiell übertragbar ist und dass der Wahl des Ursprungsknoten nicht alleine entscheidend ist. Es sollte bei der Wahl des Knotens darauf geachtet werden, dass er in einem Strang mit PV-Anlagen und nicht zu nahe an der Sammelschiene liegt, so dass er einer hohen Spannungsfluktuation unterliegt.

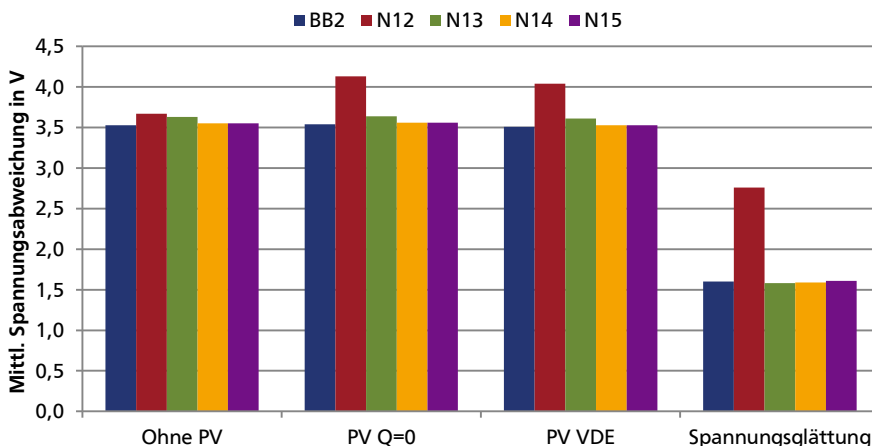


Abbildung 5.10: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten des NS-Netzes B bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile und der Referenzeinspeisung

### 5.1.6 Verlustenergie bei Anwendung der Spannungsglättung

Durch die spannungsglättenden Einspeisepprofile ändert sich der Blindleistungsfluss im untersuchten MS-Netz wie auch in den modellierten NS-Netzen, so dass es auch zu Veränderungen bei den auftretenden Netzverlusten kommt.

#### Verlustenergie im NS-Netz A

Tabelle 5.1 zeigt die im NS-Netz A auftretenden Verluste für die Referenzfälle (ohne PV, Wirkleistung und VDE) aus Kapitel 3 sowie für die spannungsglättende Einspeisung. Über ein gesamtes Jahr betrachtet erhöhen sich die Verluste bei der Anwendung der spannungsglättenden Profile um 35 % gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung und um 22 % gegenüber dem Fall ohne PV-Einspeisung. An den einzelnen dargestellten Tagen liegen die Verluste bei den Sommertagen etwa 50 % höher und im Winter etwa 35 % höher als bei reiner Wirkleistungseinspeisung. Der Verlauf der Verluste am 13. Juni ist im Anhang in Abbildung A 10 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Verluste den größten Teil des Tages höher ausfallen als bei den



anderen Einspeisestrategien. Lediglich in den Abendstunden fallen sie etwas geringer aus. Folglich gibt es ein Potential neben oder anstelle der Spannungsglättung mit dem sich die Verluste im Netz durch passende Blindleistungseinspeisung reduzieren ließen.

Die Zunahme der Verluste fällt bei der Anwendung der spannungsglättenden Einspeiseprofile bei weitem nicht so drastisch aus wie dies bei der konstanten Einspeisung mit Bemessungsscheinleistung der Fall ist, sie ist jedoch auch nicht so gering, dass sie zu vernachlässigen wäre. Für den Betreiber des Verteilnetzes stellt sich folglich die Frage, ob die auftretenden zusätzlichen Verluste durch die Glättung der Netzspannung zu rechtfertigen sind. In diese Berechnung müssen aber auch die Verluste im übergeordneten MS-Netz Berücksichtigung finden.

Tabelle 5.1: Verluste im NS-Netz A bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeiseprofile

	Wirkverluste in kWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	22,3	21,5	37,5	9.817,1
PV <sub>Q=0</sub>	19,8	18,7	36,2	8.835,7
PV <sub>VDE</sub>	20,5	18,7	36,2	8.881,1
Spannungsglättung	33,7	32,9	50,5	11.979,3

### Verlustenergie im MS-Netz

Die Verluste für die untersuchten Referenzfälle (ohne PV, Wirkleistung und VDE) sowie für die Spannungsglättung sind in Tabelle 5.2 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass die Verluste durch die Anwendung der Spannungsglättung in einem kompletten Jahr um etwa 1,5 % gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung beziehungsweise der Einspeisung nach VDE erhöht werden. Dennoch liegen sie etwa 2,1 % unter den Verlusten, die ohne PV-Einspeisung im Netz auftreten. Der Verlauf der Verluste über einen Tag (13. Juni) ist im Anhang (Abbildung A 11) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Zeitpunkte zu denen die Verluste höher sind als bei den Referenzstrategien sich mit denen im NS-Netz decken.

Tabelle 5.2: Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeisepprofile

	Wirkverluste in MWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	2,51	2,33	5,79	1.261,07
PV <sub>Q=0</sub>	2,32	2,20	5,75	1.215,48
PV <sub>VDE</sub>	2,33	2,20	5,75	1.215,92
Spannungsglättung	2,43	2,30	5,88	1.234,63

### 5.1.7 Verschiebungsfaktor bei Anwendung der Spannungsglättung

Abschließend soll der Einfluss der Spannungsglättung auf den Blindleistungsfluss und auf den Verschiebungsfaktor im untersuchten Netz untersucht und dargestellt werden.

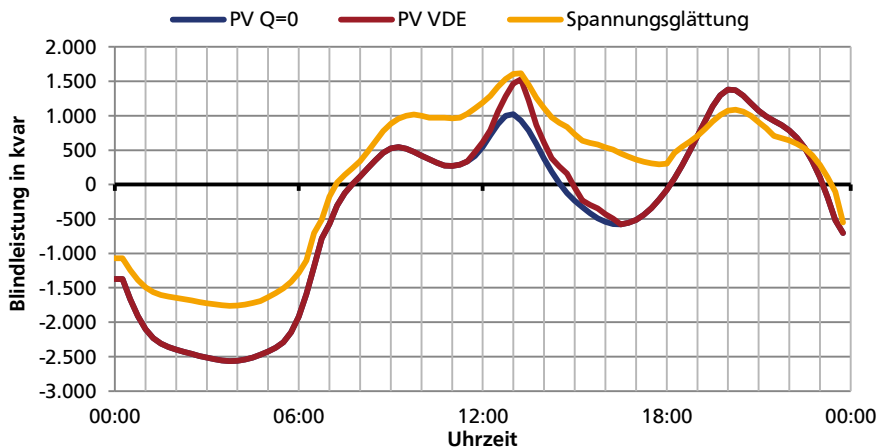


Abbildung 5.11: Blindleistungsbezug am Bilanzknoten bei spannungsglättender Einspeisung, 13. Juni

Im Anhang (Abbildung A 12) und (Abbildung A 13) sind die Verläufe des Blindleistungsbedarfs sowie des Verschiebungsfaktors am ONT des NS-Netzes A für den 13. Juni dargestellt. Durch die größtenteils starke Blindleistungseinspeisung ergibt sich

im Wesentlichen keine Verbesserung oder Glättung des Verschiebungsfaktors. Eine Ausnahme liegt am dargestellten 13. Juni während der Abendstunden von 19:00 bis 22:00 Uhr vor. Wie in Abbildung A 12 ersichtlich, wird der Blindleistungsbedarf zu dieser Zeit auf nahezu null reduziert, da die Blindleistung der Wechselrichter die der Lasten und Betriebsmittel kompensiert. Dadurch erhöht sich der Verschiebungsfaktor in dieser Zeit auf nahezu eins. Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben, ist jedoch die Fluktuation des Verschiebungsfaktors an der Kuppelstelle zum HS-Netz (HS/MS-Trafo) von größerer Bedeutung. Aus diesem Grund zeigt Abbildung 5.11 den Verlauf des Blindleistungsbezugs am HS/MS-Trafo (Bilanzknoten) bei Anwendung der spannungsglättenden Einspeiseprofile.

Es ist zu erkennen, dass gegenüber der Einspeisung reiner Wirkleistung der Blindleistungsaustausch tagsüber größer und nachts kleiner wird. Das induktive Verhalten der Wechselrichter bei Nacht führt zu der in Abbildung 5.12 sichtbaren Anhebung des Verschiebungsfaktors während der nächtlichen Schwachlastphase, was einen zu begrüßenden Effekt darstellt. Es stellt sich zudem heraus, dass die Anhebung des Blindleistungsbedarfs während des Tages nur zu geringfügigen Absenkungen des Verschiebungsfaktors führt. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der zeitgleiche Wirkleistungsbedarf deutlich größer ist, so dass die Blindleistung bei der Berechnung des Verschiebungsfaktors weniger ins Gewicht fällt.

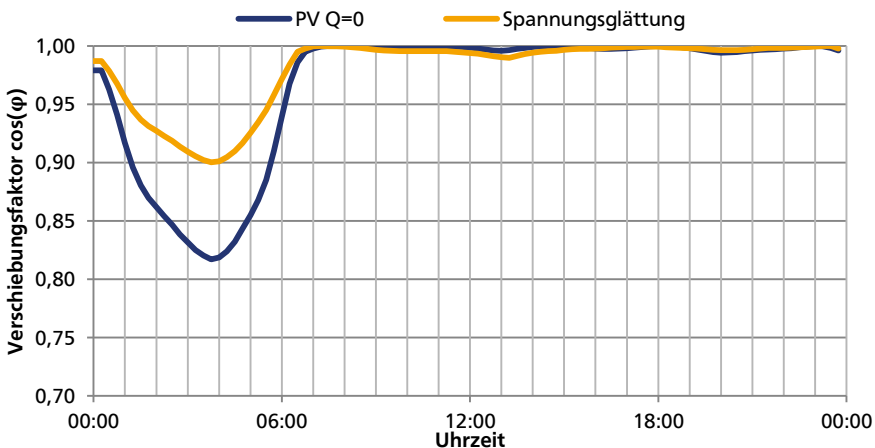


Abbildung 5.12: Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten bei spannungsglättender Einspeisung, 13. Juni



---

entgegen der Wirkleistung  $P_{\text{Last}}$  gerichtet ist. Der sich aus dieser Summe ergebende Residuallast-Zeiger  $\underline{S}_{\text{Residual}}$  entspricht dem Fall reiner Wirkleistungseinspeisung. Es ist zu erkennen, dass dieser Residuallast-Zeiger kürzer ist als der Zeiger für  $\underline{S}_{\text{Last}}$  ohne PV-Einspeisung, wodurch mit geringeren Strömen und folglich geringeren Verlusten zu rechnen ist. Durch die Möglichkeit Blindleistung gemäß der blauen Line  $Q_{\text{PV}}$  einzuspeisen oder zu beziehen, kann der Residuallast-Zeiger  $\underline{S}_{\text{Residual}}$  verändert werden. Das Maximum der Blindleistung wird durch den grauen Bogen gekennzeichnet und entspricht der maximalen Bemessungsleistung des Wechselrichters. Die geringsten Verluste sind dann zu erwarten, wenn der Residuallast-Zeiger am kürzesten wird. Dies ist dann der Fall, wenn die PV-Anlage die Blindleistung  $Q_{\text{PV}}$  so einstellt, dass die Blindleistung der Last  $Q_{\text{Last}}$  genau kompensiert wird.

Eine weitere Reduktion der Verluste wäre zu erreichen, indem auch die Einspeisung der Wirkleistung reduziert würde, so dass die Einspeisung exakt gleich der Last würde. Die Residuallast wäre gleich null, die eingespeiste Wirkleistung jedoch geringer, weshalb auf diese Möglichkeit verzichtet werden soll.

Das untersuchte Netz weicht selbstverständlich vom vereinfachten Beispiel aus Abbildung 5.1 ab, so dass sich eine Reduktion der Verluste nicht so einfach ermitteln lässt. Wenn eine PV-Anlage lediglich die Blindleistung einspeisen würde, die die an der gleichen Stelle verortete Last benötigt, wäre mit einer Verlustreduktion zu rechnen, sie wäre aber sicherlich noch lange nicht ideal. Da nicht jedes Haus im untersuchten Netz über eine PV-Anlage verfügt, wäre es auf Grund der kurzen Strecken zwischen den Gebäuden unter Umständen sinnvoll, wenn eine PV-Anlage auch die Blindleistung der umliegenden Gebäude bereitstellen würde.

## 5.2.2 Methodik

Das Ziel liegt darin, das Potential der Verlustreduktion für das untersuchte Netz abzuschätzen. Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, liegt das Potential in der lokalen Bereitstellung der durch Lasten und Betriebsmittel benötigten Blindleistung, da dadurch die stromabhängigen Verluste in den Betriebsmitteln gesenkt werden können. Die Vermutung liegt nahe, dass die Blindleistungseinspeisung sich am Blindleistungsprofil der Lasten orientieren muss, um den Blindleistungsfluss zu reduzieren.

Um eine Abschätzung der möglichen Reduktion der Verluste durchzuführen, werden Einspeiseprofile für die PV-Anlagen benötigt, die mit unterschiedlicher Stärke Blind-

leistung in das Netz einspeisen beziehungsweise beziehen. Die verwendeten Profile verfügen über einen konstanten Blindleistungsanteil, der von 0 bis 100 in 5%-Schritten der Bemessungsleistung skaliert ist. Der Wirkleistung wird dabei wieder Vorrang gewährt, so dass beim Erreichen der Bemessungsleistung die Blindleistung reduziert wird. Dabei gilt wie im vorangegangenen Abschnitt 5.1 die Annahme, dass die Bemessungsleistung des Wechselrichters bei maximaler Wirkleistungseinspeisung einen Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi)=0,9$  erlaubt.

Abbildung 5.14 zeigt den Verlauf der Einspeisung mit einem Blindleistungsanteil von 30% der Bemessungsscheinleistung am 13. Juni. Es ist zu erkennen, dass die Blindleistung nicht gedrosselt werden muss, da die vektorielle Summe aus Blind- und Wirkleistung die Bemessungsscheinleistung des Wechselrichters nicht übersteigt.

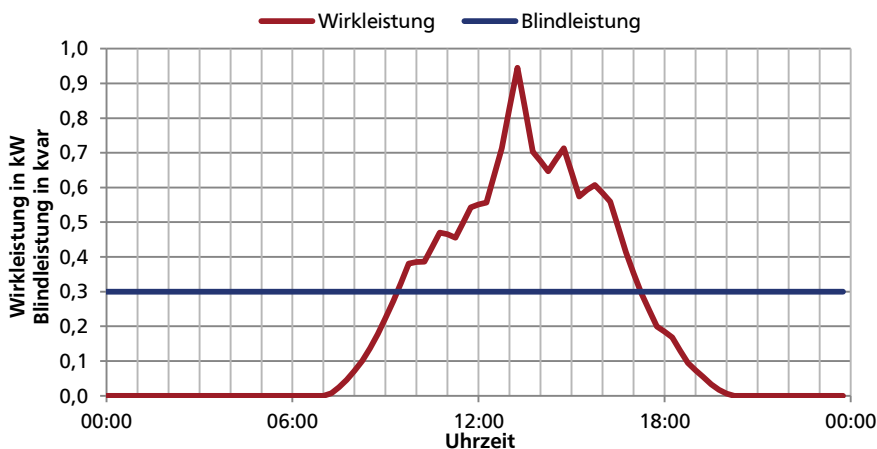


Abbildung 5.14: Einspeisung mit einem Anteil von 30% Blindleistung für eine PV-Anlage mit 1 kVA Bemessungsleistung, 13. Juni

Schließlich werden für jeden berechneten Viertelstunden-Wert die Verluste bei unterschiedlich starker Blindleistungseinspeisung beziehungsweise -bezug der PV-Anlagen verglichen und der geringste Wert ermittelt. Diese Vorgehensweise ermöglicht ein Einsparungspotential zu beziffern, das jedoch nicht das Optimum darstellt. Für eine weitere Verbesserung wäre zum einen eine feinere Stufung der Blindleistungseinspeisung und zum andere eine gezielte Optimierung jeder einzelnen Anlage notwendig. Da eine solche Optimierung noch stärker vom speziellen untersuchten Fall abhängt, auf den hin optimiert wurde, und der nötige Aufwand zur Erlangung dieser Lösung tendenziell groß ist, soll stattdessen auf die genannte, einfachere,



---

wenngleich auch nicht optimale, dafür aber leichter übertragbare Methode aufgebaut werden.

### 5.2.3 Ergebnisse der Lastflussberechnung

Im Folgenden liegt der Fokus auf der Reduktion der Verluste, die im gesamten untersuchten MS-Netz auftreten. Für jeden Viertelstunden-Wert ergibt sich, wie in Abbildung 5.15 für den 13. Juni dargestellt, die Höhe der zu beziehenden oder einzuspeisenden Blindleistung, die zu den geringsten Verlusten im MS-Netz führt. Aus Abbildung 5.15 ist zu entnehmen, dass für den 13. Juni nachts der Bezug von induktiver Blindleistung mit bis zu 20 % der Bemessungsleistung und tagsüber ein neutrales Verhalten bis hin zur leichten Einspeisung von induktiver Blindleistung (maximal 10 % der Bemessungsleistung) vorteilhaft ist. Auffällig ist der plötzliche Anstieg um 6:45 Uhr, der auf einer Schaltung des Stufenstellers beruht. Durch diese Methode lassen sich die Verluste im gesamten MS-Netz für den 13. Juni um 0,34 % gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung senken.

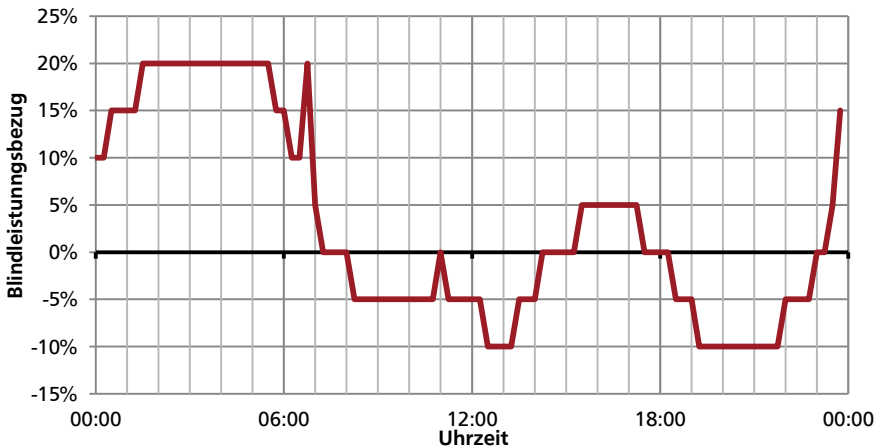


Abbildung 5.15: Blindleistungseinspeisung beziehungsweise -bezug der PV-Anlagen, bei dem die Verluste im gesamten MS-Netz am geringsten sind, 13. Juni

Um die Verlustreduktion für ein gesamtes Jahr zu berechnen, muss die Methode auf alle Viertelstunden-Werte des Jahres angewendet werden. Die Methode ergibt, dass für das untersuchte Szenario mit bis zu 30 % der Bemessungsleistung induktive Blindleistung bezogen werden muss und mit bis zu 55 % der Bemessungsleistung induktive Blindleistung eingespeist werden muss. Wie häufig die PV-Anlagen mit

welcher Intensität Blindleistung einspeisen beziehungsweise beziehen müssen, kann dem Histogramm in Abbildung 5.16 entnommen werden. Der am häufigsten auftretende Wert ist der Bezug von Blindleistung mit 20 % der Bemessungsleistung. Dies resultiert in 15 % der Zeit in den geringsten Netzverlusten. Ansonsten ist die Einspeisung induktiver Blindleistung in Summe häufiger vertreten.

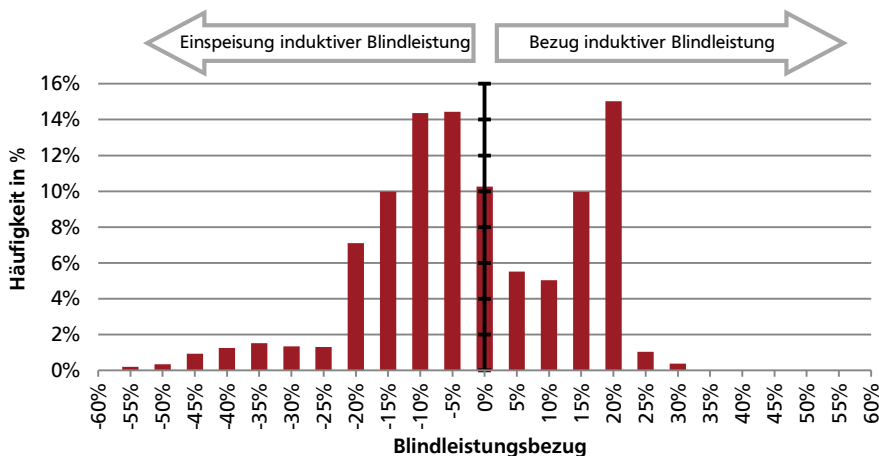


Abbildung 5.16: Häufigkeit des Blindleistungsbezugs bzw. -einspeisung für die Verlustreduktion, aufgeteilt in 5%-Klassen für ein gesamtes Jahr

Tabelle 5.3 zeigt die Verluste im gesamten MS-Netz für die Referenzstrategien (ohne PV, Wirkleistung und VDE) und die Einspeisung mit dem Profil zur Verlustreduktion für verschiedene Tage sowie ein komplettes Jahr. Es ist zu erkennen, dass das Einsparpotential am Starklasttag (31. Dezember) mit 1,26% gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung etwas größer ausfällt als zu den beiden dargestellten Sommertagen (13. Juni, 21. Juli) mit 0,34% und 0,40%. In Summe ergibt sich ein Einsparpotential, das über ein Jahr betrachtet bei 0,65% gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung liegt.

Die resultierenden Einsparpotentiale liegen sicherlich unterhalb dessen, wofür ein Netzbetreiber bereit wäre großen Aufwand zu betreiben, um aufwendig Einspeiseprofile zu generieren. Es muss jedoch auch bei der Bewertung der Einsparung bedacht werden, dass die Verteilung der PV-Anlagen im untersuchten MS-Netz nicht gleichmäßig ist, sondern dass alle Anlagen in einem engen Bereich in verhältnismäßig großer Distanz zum HS/MS-Trafo gelegen sind. Der Vorteil, dass durch die dezentrale Bereitstellung von Blindleistung der Lastfluss im Netz reduziert werden

kann, fällt umso größer aus, je kürzer der Transportweg der Blindleistung von der Bereitstellung bis zum Bedarf ist. Die gegebene Verteilung ist folglich für die Reduktion von Verlusten eher ein worst-case.

Tabelle 5.3: Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der verlustreduzierenden Einspeisepprofile

	Wirkverluste in MWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	2,51	2,33	5,79	1.261,07
PV <sub>Q=0</sub>	2,32	2,20	5,75	1.215,48
PV <sub>VDE</sub>	2,33	2,20	5,75	1.215,92
Verlustreduktion	2,31	2,19	5,68	1.207,59

Die beschriebenen Ergebnisse wurden, wie in Abschnitt 5.2.2 beschrieben, durch das Ausprobieren unterschiedlich starker Blindleistungseinspeisung beziehungsweise -bezug ermittelt. Da der Zusammenhang zwischen dem Blindleistungstransport im Netz und den Netzverlusten zur Verlustreduktion ausgenutzt wird, ist ein Vergleich des Blindleistungsbedarfs des MS-Netz bei reiner Wirkleistungseinspeisung und der verlustreduzierenden Blindleistungseinspeisung der PV-Anlagen sinnvoll. Dafür ist in Abbildung 5.17 der Blindleistungsbezug der PV-Anlagen, bei dem die Netzverluste am geringsten sind, über dem Blindleistungsbezug des gesamten MS-Netzes bei reiner Wirkleistungseinspeisung aufgetragen. Der Abbildung kann beispielsweise entnommen werden, dass bei einem induktiven Blindleistungsbezug des MS-Netzes in Höhe von 2Mvar die PV-Anlagen im berechneten Netz für möglichst geringe Verluste in Summe 0,2Mvar induktive Blindleistung einspeisen müssen.

Die Betriebspunkte für den verlustreduzierten Betrieb können gut linear approximiert werden. Auffällig sind jedoch drei starke Streuungen bei einem Blindleistungsbezug des MS-Netzes von etwa -0,8Mvar, 3,2Mvar und 7,5Mvar. Diese sind auf das Schalten des Stufenstellers am HS/MS-Trafo zurück zu führen, wobei sich dieser Effekt wie folgt erklärt:

Allgemein gilt, dass die Verluste im Netz geringer ausfallen, wenn die Spannung erhöht wird. Das liegt daran, dass beim Übertragen einer Leistung, die sich aus der

Multiplikation des Stroms und der Spannung ergibt, die Verluste quadratisch vom benötigten Strom abhängen (vergleiche Abschnitt 2.7.3). Wird die Spannung erhöht, reduzieren sich folglich bei gleichbleibender Leistung der Strom und damit die Verluste. Das Schalten des Stufenstellers zur Erhöhung der sekundärseitigen Spannung resultiert demnach in niedrigeren Netzverlusten. Im vorliegenden Fall kann eine Schaltung des Stufenstellers durch die PV-Anlagen ausgelöst werden, indem sie induktive Blindleistung beziehen. Die Spannung wird dadurch zunächst etwas abgesenkt, aber durch die ausgelöste Schaltung des Stufenstellers in Summe wieder deutlich angehoben. Die resultierenden Verluste sind dadurch geringer.

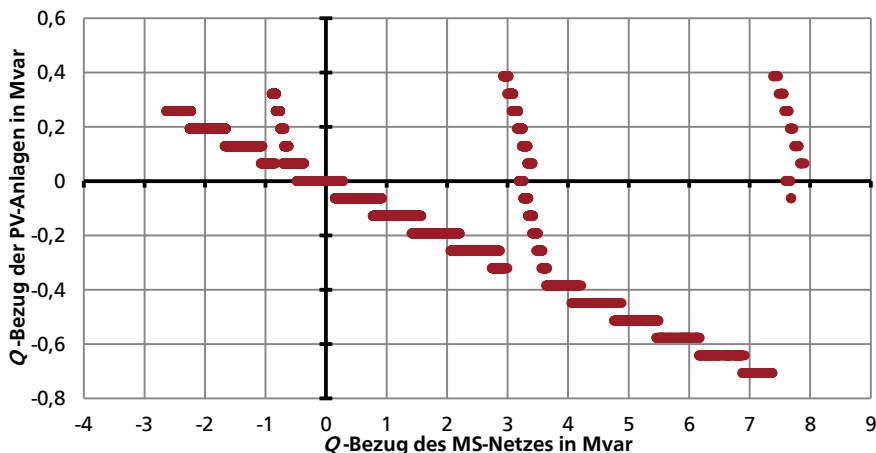


Abbildung 5.17: Verlustoptimaler Blindleistungsbezug der PV-Anlagen in Abhängigkeit des Blindleistungsbezugs des gesamten MS-Netzes bei reiner Wirkleistung

In der Praxis würde sicherlich darauf verzichtet werden den Stufensteller des HS/MS-Trafos durch Blindleistungsbezug der PV-Anlagen auszulösen, sondern man würde schlicht die Regelung des Stufenstellers anpassen. Der Blindleistungsbezug der PV-Anlagen könnte aber umgekehrt genutzt werden, um die Anzahl der Schaltungen des Stufenstellers und somit Wartungskosten zu reduzieren. Diese Untersuchung ist jedoch nicht Teil der vorliegenden Arbeit.

Der somit bestehende lineare Zusammenhang zwischen dem gesamten Blindleistungsbedarf des MS-Netzes und dem verlustminimalen Blindleistungsbezug erleichtert das Ermitteln eines verlustreduzierenden Einspeiseprofiles, da lediglich der jährliche Verlauf des Blindleistungsbedarfs des Netzes sowie die Steigung der Gerade ermittelt werden muss. Aus Abbildung 5.17 kann entnommen werden, dass im un-

tersuchten MS-Netz die Steigung der Geraden bei etwa -0,1 liegt. In einem Netz mit ideal homogener Verteilung der PV-Anlagen liegt die Vermutung nahe, dass die Steigung näher an -1 liegen würde.

#### 5.2.4 Spannungsveränderung durch die Verlustreduktion

Die Reduktion der Netzverluste ist mit Sicherheit für einen VNB ein erstrebenswertes Ziel, da sie die Ausgabenseite in seiner Bilanz entlasten würde. Jedoch sollte darunter nicht die Qualität der Versorgung leiden oder unerlaubte Betriebszustände wie beispielsweise Über- oder Unterspannung eintreten. Abbildung 5.18 zeigt die mittlere Spannungsabweichung, die bei Anwendung der Verlustreduktion an ausgewählten Knoten in den NS-Netzen A und B auftreten. Es ist zu erkennen, dass die Abweichung an allen Knoten niedriger liegt als bei den Referenzstrategien (ohne PV, reine Wirkleistungseinspeisung und VDE). Dass auch die Verlustreduktion glättend auf die Spannung wirkt ist darauf zurückzuführen, dass sich hinter beiden Fällen (Spannungsglättung und Verlustreduktion) die lokale Kompensation der Last verbirgt.

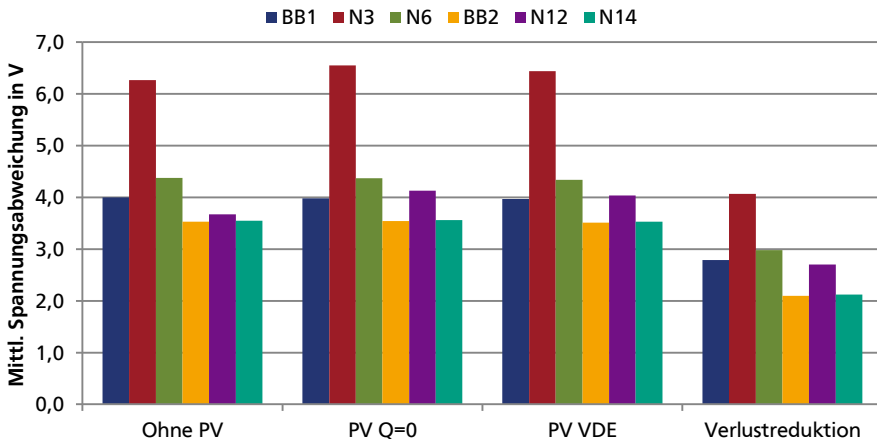


Abbildung 5.18: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten der NS-Netze A und B für die verlustreduzierende Einspeisung

### 5.3 Erhöhung des Verschiebungsfaktors (Q-Kompensation)

Wie bereits im Kapitel 4 gezeigt wurde, kann die dezentrale Blindleistungseinspeisung auch zur Veränderung des Verschiebungsfaktors oder der Blindleistungsbilanz an der Kuppelstelle zum HS-Netz genutzt werden. Dies erscheint insbesondere wäh-

rend der nächtlichen Schwachlastphase interessant, wenn die Kapazität der Kabel zu einem niedrigen Verschiebungsfaktor führt. Im Tagesverlauf, wenn die Last größer ist, beträgt der Verschiebungsfaktor ohnehin bereits nahezu eins. In dieser Zeit wäre selbstverständlich denkbar, dass die Blindleistungsbilanz verändert wird, indem entweder dem HS-Netz zusätzliche Blindleistung bereitgestellt oder abgenommen wird.

Dem Preisblatt des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz [30] kann entnommen werden, dass während der Nacht die Einspeisung von Blindleistung in das HS-Netz bereits ab einem Blindleistungsanteil von 15 % der bezogenen Wirkleistung (entspricht einem Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,989$ ) kostenpflichtig ist (siehe Tabelle 5.4). Diese Grenzen gelten jedoch laut Preisblatt als individuell anpassbar, vermutlich dann zu entsprechend höheren Arbeitspreisen. Es ist auffällig, dass durch die Definition einer Hochtarif- und einer Niedrigtarifzeit die Kosten für Blindleistungsbezug nur bei Tag (sprich erhöhter Last) und die für Blindleistungseinspeisung nur bei Nacht (sprich Schwachlast) gelten. Das untersuchte MS-Netz würde folglich durch das nächtliche kapazitive Verhalten der Kabel Kosten verursachen. Es gilt jedoch auch zu beachten, dass andere ÜNBs weniger Angaben zu etwaigen Kosten für Blindleistung in ihren Preisblättern machen.

Tabelle 5.4: Beispiel für Blindleistungspreise des ÜNBs 50Hertz [30]

	Arbeitspreis HT <sup>5</sup>	Arbeitspreis NT <sup>6</sup>
Blindleistungsbezug bei $\cos(\varphi) \leq 0,928$	$0,29 \frac{\text{ct}}{\text{kvarh}}$	-
Blindleistungseinspeisung bei $\cos(\varphi) \leq 0,989$	-	$0,23 \frac{\text{ct}}{\text{kvarh}}$

### 5.3.1 Methodik

Um für das untersuchte MS-Netz den Austausch von Blindleistung mit dem überlappenden HS-Netz zu reduzieren, werden den PV-Anlagen Einspeiseprofile hinterlegt, die den induktiven Blindleistungsbezug beziehungsweise -einspeisung des MS-Netzes möglichst genau kompensieren. Dazu wird das Blindleistungsprofil eines Jahres an

<sup>5</sup> Hochtarifzeit (HT): Mo-Fr 06:00 – 22:00 Uhr; Sa/So/Feiertag 08:00 – 13:00 Uhr

<sup>6</sup> Niedrigtarifzeit (NT): Mo-Fr 22:00 – 06:00 Uhr; Sa/So/Feiertag 13:00 – 08:00 Uhr

der Kuppelstelle zum HS-Netz (entspricht im untersuchten Modell dem Bilanzknoten) bei reiner Wirkleistungseinspeisung aufgenommen und der Blindleistungsbedarf auf die PV-Anlagen aufgeteilt. Dabei gilt es selbstverständlich zu beachten, dass die maximale Bemessungsscheinleistung der PV-Anlagen nicht überschritten wird. Bei der genannten Methodik wird jedoch nicht bedacht, dass durch die Veränderte Blindleistungseinspeisung der PV-Anlagen auch der Lastfluss im Netz verändert wird und sich damit der Blindleistungsbedarf der Betriebsmittel verändert. Somit kommt es zu einer Unter- oder einer Überkompensation, die zu leichten Abweichungen von einem ausgeglichenen Blindleistungshaushalt führt.

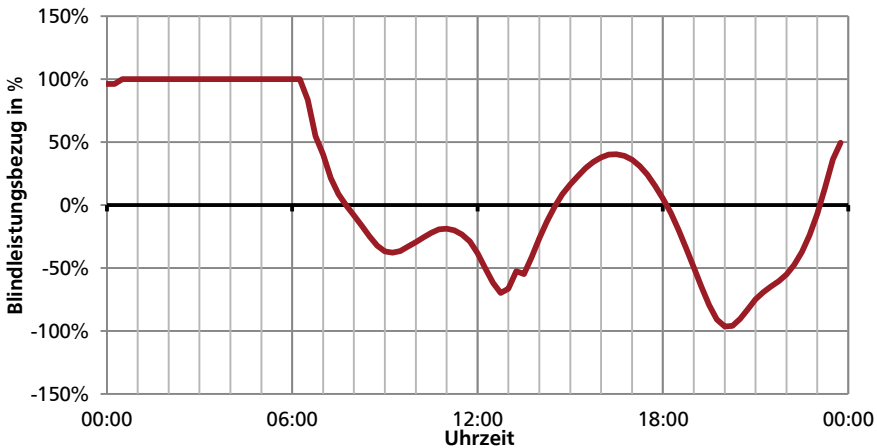


Abbildung 5.19: Blindleistungs-Einspeiseprofil der PV-Anlagen zur Q-Kompensation, 13. Juni

Das resultierende Einspeiseprofil für den induktiven Blindleistungsbezug am 13. Juni zeigt Abbildung 5.19. Ein Wert von 100 % sagt aus, dass die PV-Anlage mit maximaler verfügbarer Kapazität Blindleistung bereitstellen beziehungsweise beziehen soll. Dabei steht ein positiver Wert für den Bezug induktiver Blindleistung, während ein negativer die Einspeisung induktiver Blindleistung darstellt. Dem Verlauf ist zu entnehmen, dass er nachts das positive und am frühen Abend nahezu das negative Maximum erreicht.

Abbildung 5.20 zeigt das Histogramm des Blindleistungsbezugs der PV-Anlagen für die Kompensation des Blindleistungsbezugs. Es ist auffällig, dass die Werte  $\pm 100\%$  sowie  $-95\%$  zusammen etwa 50 % der Zeit einnehmen. Dies ist vorwiegend auf die installierte Kapazität der PV-Anlagen im untersuchten Netz zurückzuführen, die verglichen zum Blindleistungsbedarf relativ klein ist. Würde das Netz über eine grö-

ßere installierte PV-Leistung verfügen, stellte sich dennoch die Frage, ob das Netz eine höhere dezentrale Einspeisung vertragen könnte. Hierbei spielt selbstverständlich die Verteilung der Anlagen im Netz eine zentrale Rolle.

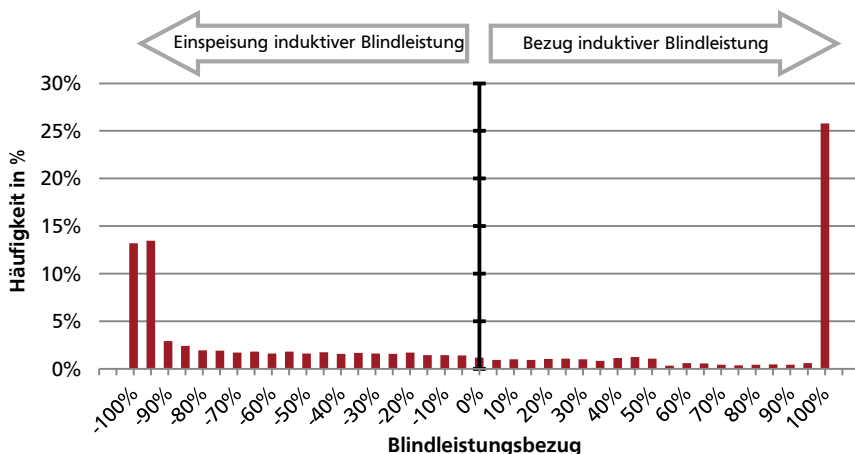


Abbildung 5.20: Häufigkeit des Blindleistungsbezugs bzw. -einspeisung für die Q-Kompensation, aufgeteilt in 5 %-Klassen für ein gesamtes Jahr

### 5.3.2 Ergebnisse der Lastflussberechnung

Bei der Anwendung der nach dem vorigen Abschnitt ermittelten Profile zur Blindleistungskompensation (Q-Kompensation), kann der jährliche Blindleistungsbezug aus dem überlagerten HS-Netz um 61 % und die Einspeisung in das HS-Netz um 69 % reduziert werden (siehe Tabelle 5.5). Der Tagesverlauf des 13. Juni für den Blindleistungs-Austausch mit dem HS-Netz ist im Anhang in Abbildung A 14 für die Q-Kompensation sowie die reine Wirkleistungseinspeisung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es gelegentlich zu leichter Überkompensation kommt und dass die vorhandene Kapazität nachts nicht für eine vollständige Kompensation ausreicht.

Tabelle 5.5: Jährlicher Blindleistungs-Austausch des MS-Netzes mit dem überlagerten HS-Netz

	Blindleistungsbezug	Blindleistungseinspeisung
PV <sub>Q=0</sub>	36.244 Mvarh	22.692 Mvarh
Q-Kompensation	13.995 Mvarh (-61,4 %)	6.974 Mvarh (-69,3 %)



Trotz der unvollständigen Kompensation lässt sich der Verschiebungsfaktor bei Nacht deutlich anheben. Am Beispiel des 13. Junis in Abbildung 5.21 kann der Tiefpunkt des Verschiebungsfaktors von etwa 0,82 auf 0,96 angehoben werden. Es ist zu beachten, dass bei der Anwendung der Q-Kompensation eine stärkere Anhebung als in Abschnitt 4.2.4 mit der Strategie  $PV_{ind}$  möglich ist, da in den Randbedingungen die Bemessungsscheinleistung der PV-Anlagen auf den gleichen Wert wie bei der Einspeisung nach VDE angehoben wurde. Auch tagsüber gelingt eine Glättung, so dass der Verschiebungsfaktor von eins praktisch nicht mehr abweicht.

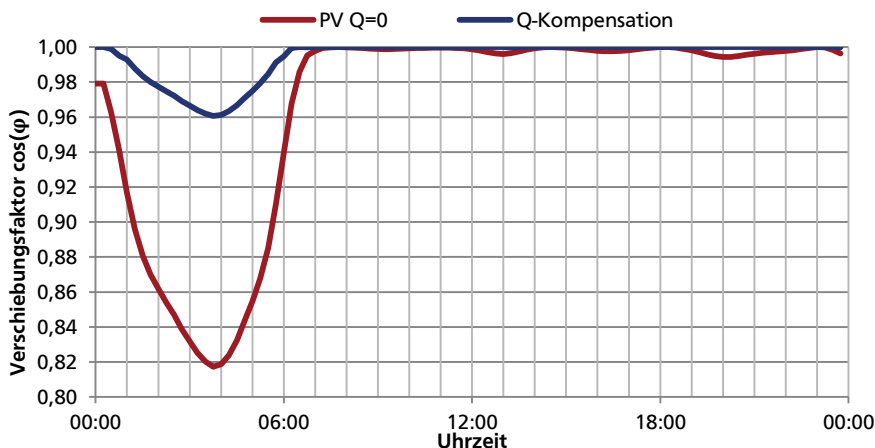


Abbildung 5.21: Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten bei blindleistungskompensierender Einspeisung, 13. Juni

Um die Reduktion des Blindleistungs-Austauschs in Kosten zu beziffern, sollen die beispielhaften Preise des ÜNBs 50Hertz aus Tabelle 5.4 verwendet werden. Es gilt zu beachten, dass nur dann Kosten anfallen, wenn der Blindleistungsbezug beziehungsweise -einspeisung oberhalb der genannten Grenzen liegt. Die somit errechneten Kosten sind in Tabelle 5.6 für den Fall reiner Wirkleistungseinspeisung und die Q-Kompensation aufgelistet. Es ist zu erkennen, dass im untersuchten MS-Netz keine Kosten durch den Bezug von induktiver Blindleistung anfallen, sondern lediglich für die Einspeisung. Die monetären Einsparungen für die Einspeisung induktiver Blindleistung liegen bei Anwendung der Q-Kompensation bei 75,4% verglichen zur reinen Wirkleistungseinspeisung.

Durch die Kompensation der Blindleistung am HS/MS-Trafo wird wie bereits beschrieben auch der Lastfluss des Netzes beeinflusst. Dadurch ergeben sich Änderun-

gen in den Netzverlusten, die sowohl eine Erhöhung wie auch eine Reduktion sein können. Um die Verluste mit den Einsparungen aus dem reduzierten Blindleistungsaustausch vergleichen zu können, ist es nötig ihnen ebenfalls einen Preis zuzuordnen. Für die Netzverluste wird ein Preis von 5,88 ct/kWh angenommen, da dies dem Mittel der Verlustenergie-Preise verschiedener VNB für das Jahr 2012 entspricht (siehe Tabelle B 2 im Anhang).

Durch die Q-Kompensation erhöhen sich die Verluste im Netz und dadurch die Beschaffungskosten für Verlustenergie um 8,5%. Tabelle 5.6 zeigt aber auch, dass die Summe aus Kosten für Verlustenergie und Blindleistungs-Einspeisung ins HS-Netz bei Anwendung der Q-Kompensation um 0,17% reduziert werden können. Der Aufwand erscheint im untersuchten Netz folglich nicht als gerechtfertigt. Die kann sich aber ändern, wenn sich die Kosten für Verlustenergie oder den Blindleistungsaustausch mit HS-Netz verändern.

Tabelle 5.6: Kosten für den Blindleistungs-Austausch sowie für Verlustenergie nach den Werten aus Tabelle 5.4 bei Anwendung der Q-Kompensation

	$PV_{Q=0}$	Q-Kompensation
Kosten Q-Einspeisung	11.316 €	2.780 €
Kosten Q-Bezug	0 €	0 €
Kosten Netzverluste	71.470 €	79.864 €
<b>Summe</b>	<b>82.786 €</b>	<b>82.644 €</b>

### 5.3.3 Spannungsveränderung durch die Q-Kompensation

Wie dem Histogramm aus Abbildung 5.20 zu entnehmen ist, werden für die Q-Kompensation häufig +100% beziehungsweise -100% der verfügbaren Blindleistung benötigt. Aus Abschnitt 4.2.3 ist bereits bekannt, dass dadurch nicht nur die Netzverluste stark beeinflusst werden, sondern dass auch die Spannung stark beeinflusst wird. Die Anwendung der Q-Kompensation führt in den NS-Netzen A und B, wo die Blindleistung durch die PV-Anlagen bereitgestellt wird, zu einer Zunahme der mittleren Spannungsabweichung. An den sensiblen Knoten N3 und N12, die sich in Strängen großer Länge beziehungsweise mit sehr hoher PV-Einspeisung befinden, liegt die Zunahme der mittleren Spannungsabweichung bei Anwendung der Q-Kompensation gegenüber der Wirkleistungseinspeisung bei 96% und 158%. Der

Preis für den geringeren Blindleistungsaustausch mit dem überlagerten HS-Netz ist folglich eine erheblich höhere Spannungsfluktuation. Ob diese zu Spannungsbandverletzungen führt hängt stark vom betroffenen Netz ab. An den Sammelschienen zeichnet sich jedoch ein unterschiedliches Verhalten ab. Während an der Sammelschiene BB1 des NS-Netzes A keine Änderung der mittleren Spannungsabweichung hervorgerufen wird, erhöht sich die mittlere Spannungsabweichung an der Sammelschiene BB2 des NS-Netzes B um 82%. Nichtsdestotrotz werden bei Anwendung der Q-Kompensation im untersuchten MS-Netz und den angeschlossenen NS-Netzen zu keinem Zeitpunkt die Spannungsbänder verletzt.

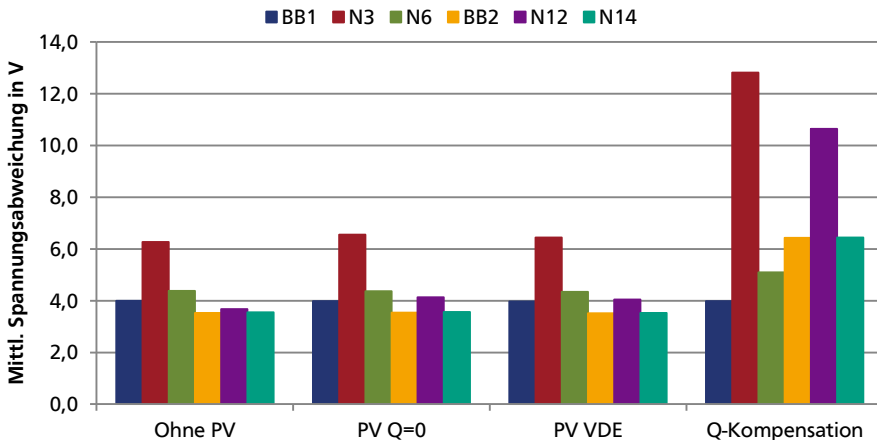


Abbildung 5.22: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten der NS-Netze A und B für die blindleistungskompensierende Einspeisung

### 5.3.4 Verlustenergie bei Anwendung der Q-Kompensation

Die Verluste im gesamten MS-Netz sind in Tabelle 5.7 den Verlusten der Referenzstrategien (ohne PV, Wirkleistung und VDE) gegenübergestellt.

Durch die Anwendung der Einspeiseprofile der Q-Kompensation erhöhen sich auf Grund der lokalen Konzentration der PV-Anlagen im untersuchten MS-Netz der Lastfluss und damit die auftretenden Verluste. Die Zunahme der Verluste liegt an den untersuchten Sommertagen gegenüber reiner Wirkleistungseinspeisung bei rund 11% und am untersuchten Wintertag bei etwa 8%. Über ein Jahr betrachtet liegt die Zunahme der Verluste gegenüber der Wirkleistungseinspeisung bei 11,7%.

Tabelle 5.7: Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der blindleistungskompensierenden Einspeiseprofile

	Wirkverluste in MWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
Ohne PV	2,51	2,33	5,79	1.261,07
PV <sub>Q=0</sub>	2,32	2,20	5,75	1.215,48
PV <sub>VDE</sub>	2,33	2,20	5,75	1.215,92
Q-Kompensation	2,58	2,44	6,23	1.358,23

## 5.4 Vergleich der alternativen Einspeisestrategien

Die entwickelten alternativen Einspeisestrategien ermöglichen eine Verbesserung in den ihnen zugedachten Bereichen. Es stellt sich die Frage, ob es Bereiche gibt, wo sich die Strategien ähneln oder wo die Strategien gegensinnig sind. Hierfür zeigt Abbildung 5.23 die Einspeiseprofile für die drei entwickelten Strategien für eine 1kWp PV-Anlage.

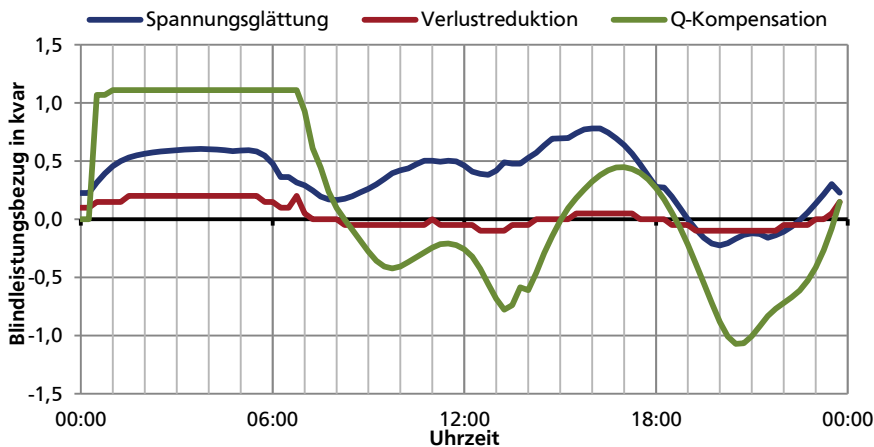


Abbildung 5.23: Vergleich der Einspeiseprofile für eine 1kWp PV-Anlage, 13. Juni

Es ist zu erkennen, dass während der Nacht bei allen Strategien ein Bezug von induktiver Blindleistung vorteilhaft ist, jedoch mit deutlich unterschiedlicher Intensität. Gleiches gilt für die Abendstunden zwischen 19:00 und 23:00 Uhr, jedoch für die Einspeisung induktiver Blindleistung. Besonders während der Mittagszeit sind die Strategien widersinnig, da bei der Verlustreduktion und der Q-Kompensation Blindleistung eingespeist, bei der Spannungsglättung jedoch bezogen wird.

Die Auswirkungen der drei Einspeisestrategien auf die drei Ziele sind qualitativ in Abbildung 5.24 dargestellt. Dabei stellt das gelbe Dreieck die reine Wirkleistung als Referenz dar. Die Skalierung der Achsen ist so gewählt, dass bei den Kosten vom Ursprung bis zum Vollausschlag eine Differenz von 20.000 € liegt. Für die mittlere Spannungsabweichung wurde ein Mittelwert mehrerer Knoten gewählt<sup>7</sup> und für die Spanne von Ursprung zu Vollausschlag eine Differenz von 8 V verwendet. Alle Achsen wurden so definiert, dass ein großer Ausschlag besser ist als ein kleiner. Folglich ist die Strategie die universellste, die die größte Fläche im Diagramm aufspannt. Es zeigt sich erneut, dass die Spannungsglättung und die Verlustreduktion zu ähnlichen Ergebnissen führen. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Q-Kompensation vorwiegend die Kosten für den Blindleistungs-Austausch reduziert, dies jedoch zu Lasten der Netzverluste und der mittleren Spannungsabweichung.

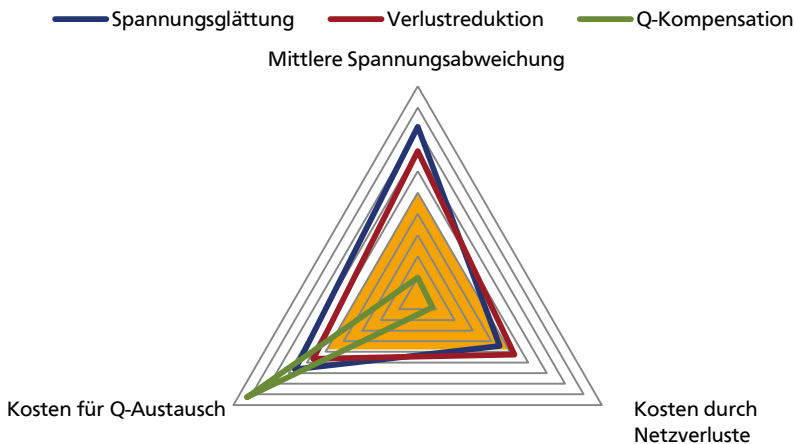


Abbildung 5.24: Qualitativer Vergleich der Auswirkungen der Einspeisestrategien auf die drei Ziele verglichen mit der reinen Wirkleistung (gelbes Dreieck)

<sup>7</sup> Mittelwert der mittleren Spannungsabweichung an den Knoten BB1, N3, N6, BB2, N12 und N14.

### 5.4.1 Vergleich des Spannungseinflusses

Abbildung 5.25 zeigt den Einfluss der unterschiedlichen Einspeisestrategien auf die mittlere Spannungsabweichung. Es ist zu erkennen, dass neben der Spannungsglättung auch die Verlustreduktion gegenüber der Wirkleistungseinspeisung zu einer Glättung der Knotenspannungen führt. Die mittlere Spannungsabweichung ist bei der Verlustreduktion dennoch im Mittel gut 50 % größer als bei der Spannungsglättung. Die Q-Kompensation wiederum führt wie bereits dargestellt zu einer starken Erhöhung der mittleren Spannungsabweichung. Im Vergleich zur Spannungsglättung ergibt sich im Mittel annähernd eine Vervielfachung der Spannungsabweichung.

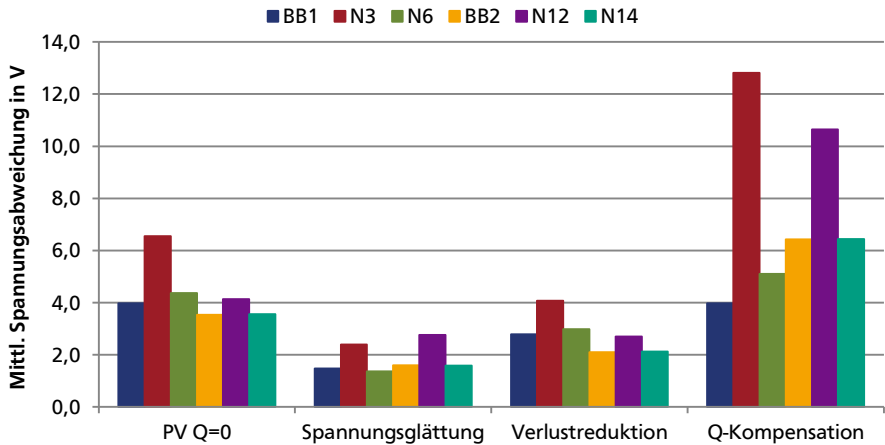


Abbildung 5.25: Mittlere Abweichung der Spannung an verschiedenen Knoten der NS-Netze A und B für die drei entwickelten Einspeisestrategien

### 5.4.2 Vergleich der Verlustenergie

Die Netzverluste im untersuchten MS-Netz bei Anwendung der drei entwickelten Einspeisestrategien sind in Tabelle 5.8 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die für die gesamten Betriebskosten relevanten Jahresverluste für die Q-Kompensation etwa 10 % höher ausfallen als bei den anderen dargestellten Einspeisestrategien. Dies ist darauf zurück zu führen, dass bei der Spannungsglättung und der Verlustreduktion nur moderat Blindleistung bezogen oder eingespeist wird, hingegen bei der Q-Kompensation auch häufig die gesamte zur Verfügung stehende Kapazität ausgeschöpft wird.

Tabelle 5.8: Verluste im gesamten MS-Netz bei Anwendung der entwickelten Einspeiseprofile

	Wirkverluste in MWh			
	13. Juni	21. Juli	31. Dez	Komplettes Jahr
$PV_{Q=0}$	2,32	2,20	5,75	1.215,48
Spannungsglättung	2,43	2,30	5,88	1.234,63
Verlustreduktion	2,31	2,19	5,68	1.207,59
Q-Kompensation	2,58	2,44	6,23	1.358,23

### 5.4.3 Vergleich des Verschiebungsfaktors

Am Beispiel des 13. Juni lässt sich aussagen, dass bei allen drei untersuchten Strategien während des Tages ein hoher Verschiebungsfaktor größer 0,98 zu erwarten ist. Der größte Schwachpunkt sind stets die Verhältnisse bei Nacht. Abbildung A 15 Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten für die drei entwickelten Einspeisestrategien, 13. Juni im Anhang zeigt den Verlauf des Verschiebungsfaktors am Bilanzknoten für die unterschiedlichen Einspeisestrategien. Es zeigt sich, dass alle drei Strategien bei Nacht zu einer Anhebung des Verschiebungsfaktors führen. Bei Anwendung der Verlustreduktion fällt diese jedoch eher gering aus, während bei der Spannungsglättung immerhin die Hälfte der Anhebung erreicht wird, die durch die Q-Kompensation möglich ist.

Über das gesamte Jahr gesehen zeigt Tabelle 5.9 den Blindleistungs-Austausch mit dem überlagerten HS-Netz. Es bestätigt sich das Bild, das der Verlauf des Verschiebungsfaktors am 13. Juni (Abbildung A 15 Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten für die drei entwickelten Einspeisestrategien, 13. Juni) gezeichnet hat. Die Verlustreduktion reduziert den Blindleistungsaustausch auf Grund des sehr schwachen Eingreifens am geringsten. Es ist erwähnenswert, dass bei der Spannungsglättung die Blindleistungseinspeisung um etwa 30 % reduziert werden kann, während der Bezug lediglich um 13 % reduziert werden kann. Dieses Verhalten ist damit zu erklären, dass die Spannungsglättung als einzige der Strategien auf die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen reagiert. Dies tut sie, in dem sie mittels des Bezugs von induktiver Blindleistung bei vorhandener Wirk-Einspeisung den Spannungsanstieg kompensiert. Dies führt dazu, dass der Blindleistungsbezug erhöht wird. In Summe liegt

er dennoch 13 % unterhalb des Bezugs bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen.

Tabelle 5.9: Jährlicher Blindleistungs-Austausch des MS-Netzes mit dem überlagerten HS-Netz bei Anwendung der entwickelten Strategien, in Klammern die Änderung gegenüber reiner Wirkleistungseinspeisung

	Blindleistungsbezug	Blindleistungseinspeisung
$PV_{Q=0}$	36.244 Mvarh	22.692 Mvarh
Spannungsglättung	31.485 Mvarh (-13,1 %)	15.847 Mvarh (-30,2 %)
Verlustreduktion	32.576 Mvarh (-10,1 %)	20.385 Mvarh (-10,2 %)
Q-Kompensation	13.995 Mvarh (-61,4 %)	6.974 Mvarh (-69,3 %)

Wie aus Tabelle 5.10 zu entnehmen ist, führt bei allen drei untersuchten Strategien lediglich die Einspeisung induktiver Blindleistung in das HS-Netz zur Entstehung von Kosten. Die reduzierte Blindleistungseinspeisung aller drei Einspeisestrategien führt letztlich auch zu einer Reduktion der Kosten, die für den Blindleistungsaustausch mit dem HS-Netz fällig werden. Die Abhängigkeit der Kosten von der Einspeisung induktiver Blindleistung ist hierbei nicht linear, da, wie bereits in Tabelle 5.4 dargestellt eine Freigrenze gilt, bis zu der der Blindleistungsaustausch kostenfrei bleibt.

Für die Kosten, die aus den Netzverlusten resultieren, gilt im Gegenzug selbstverständlich keine Freigrenze, sondern ein linearer Zusammenhang zwischen Kosten und Verlusten. Dadurch ergibt sich für die Netzverlust-Kosten gemäß des Mittelwerts der Preise für Verlustenergie aus Tabelle B 2 der gleiche Zusammenhang wie in Abschnitt 5.4.2, der die Q-Kompensation als schlechteste Strategie bezüglich der Netzverluste darstellt.

Für die aufsummierten Gesamtkosten aus Netzverlusten und Blindleistungs-Austausch ergibt sich, dass die reine Wirkleistungseinspeisung am schlechtesten abschneidet. Durch die Anwendung der Spannungsglättung, die zwar weder bei den Verlusten noch der Q-Einspeisung den Spitzenplatz belegt, lassen sich in Summe die niedrigsten Betriebskosten erreichen. Die Einsparung gegenüber der reinen Wirkleis-



tungseinspeisung liegt bei 2,6%. Die Anwendung der Verlustreduktion ermöglicht eine Einsparung von 2,1% und die der Q-Kompensation von 0,2% gegenüber der reinen Wirkleistungseinspeisung.

Tabelle 5.10: Kosten für den Blindleistungs-Austausch sowie für Verlustenergie bei Anwendung der entwickelten Einspeisestrategien

	PV <sub>Q=0</sub>	Spannungs- glättung	Verlust- reduktion	Q- Kompensation
Kosten Q-Einspeisung	11.316 €	8.022 €	10.047 €	2.780 €
Kosten Q-Bezug	0 €	0 €	0 €	0 €
Kosten Netzverluste	71.470 €	72.596 €	71.006 €	79.864 €
<b>Summe</b>	<b>82.786 €</b>	<b>80.618 €</b>	<b>81.053 €</b>	<b>82.644 €</b>

## 5.5 Zusammenfassung des Kapitels 5

In diesem Kapitel konnten drei Alternativen zur aktuell praktizierten reinen Wirkleistungseinspeisung beziehungsweise Einspeisung nach der VDE Anwendungsrichtlinie erarbeitet und vorgestellt werden. Die drei entwickelten Einspeisestrategien setzen jeweils einen Fokus auf die Spannungsglättung, die Reduktion der Netzverluste und die Reduktion des Blindleistungs-Austauschs mit dem überlagerten HS-Netz. Durch die Annahme, dass PV-Anlagen auch ohne Wirkleistungseinspeisung mit ihrer Bemessungsleistung Blindleistung bereitstellen beziehungsweise beziehen können, eröffnet sich ein großes Potential zur Verbesserung der genannten Zielgrößen. Dabei stellte sich heraus, dass Verbesserungen gegenüber dem Status Quo vorwiegend aus der Berücksichtigung der Netz-Last in den Einspeiseprofilen der PV-Anlagen resultieren.

Es konnte gezeigt werden, dass mit den entsprechenden Einspeisestrategien die mittlere Spannungsabweichung an ausgesuchten Knoten um 50 % reduziert werden kann. Die Netzverluste im untersuchten MS-Netz konnten auf ein Jahr gesehen um 0,65% reduziert werden und die Kosten, die aus dem Blindleistungsaustausch mit dem überlagerten HS-Netz resultieren konnten um 75,4% gesenkt werden. Da die

---

Strategien einander ausschließen, ist es nicht möglich alle Vorteile zeitgleich zu erlangen. Es ist jedoch zu erkennen, dass häufig mehrere Strategien zu einer Verbesserung führen, so dass zumindest zwei der Ziele mit einer Strategie abgedeckt werden können.

Schließlich sollte hervorgehoben werden, dass im untersuchten Fall die Spannungsglättung als vorteilhafteste Strategie hervorgeht. Sie schneidet selbstredend bei der Glättung der Netzspannung am besten ab und kann zusätzlich bei der Reduktion der Netzverluste sowie bei der Reduktion des Blindleistungs-Austauschs das zweitbeste Ergebnis erreichen. Dadurch liegen die aufsummierten Kosten für Verlustenergie und Blindleistungs-Austausch für die Spannungsglättung sogar niedriger als dies bei den auf ein Ziel ausgerichteten Strategien Q-Kompensation und Verlustreduktion der Fall ist.



---

# 6 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde gezeigt, welche Auswirkungen PV-Anlagen auf die Spannung, die Verluste und den Verschiebungsfaktor von NS- und MS-Netzen haben. Dabei wurde der Status Quo, sprich die Einspeisung reiner Wirkleistung beziehungsweise die Einspeisung nach der VDE Anwendungsrichtlinie N 4105, als Ausgangsszenario gewählt. Mit der Untersuchung der Einspeisung mit Bemessungsscheinleistung wurde mit Absicht ein Extrem-Szenario untersucht, um das Potential dezentralen Blindleistungsmanagements zur Beeinflussung der Spannung und des Blindleistungsaustauschs mit überlagerten Netzen festzustellen. Deutlich erhöhte Netzverluste in diesem Szenario wurden bei den weiterführenden Überlegungen berücksichtigt. Schließlich wurden an Hand der Erkenntnisse aus dem Ausgangsszenario und der Einspeisung mit Bemessungsscheinleistung alternative Einspeisestrategien entwickelt, die sich den drei ausgemachten Zielen Spannungsglättung, Verlustreduktion und Reduktion des Blindleistungs-Austauschs unabhängig voneinander annehmen. Beim Vergleich der Ergebnisse der alternativen Einspeisestrategien zeigte sich eine große Ähnlichkeit zwischen der Spannungsglättung und der Verlustreduktion, während die Reduktion des Blindleistungs-Austauschs deutlich abweichende Ergebnisse lieferte.

---

## 6.1 Übertragbarkeit der Ergebnisse

---

Die dargestellten Ergebnisse wurden allesamt mit dem in Kapitel 2 vorgestellten Netz errechnet. Natürlich stellt sich die Frage, ob und wie sie verallgemeinert und auf andere Netze übertragen werden können. Prinzipiell ist der Aufbau der Netze in Deutschland ähnlich, wodurch zumindest ähnliche Ergebnisse zu erwarten sind. Zudem wurden die PV-Anlagen im untersuchten Netz so verortet, dass sie eine Art

---

worst-case darstellen. Sie haben bewusst eine große Distanz zum HS/MS-Trafo und befinden sich allesamt in NS-Netzen, die nahe beieinander liegen. Des Weiteren wurden die Einspeisestrategien, mit Ausnahme der Spannungsglättung für die der Knoten N3 aus dem NS-Netz A genutzt wurde, nicht für eine spezielle PV-Anlage oder einen speziellen Strang eines NS-Netzes entwickelt, sondern möglichst allgemein für das gesamte untersuchte Netz. Letztlich wurden dann alle PV-Anlagen mit der gleichen Einspeisestrategie versehen, so dass hier bereits auf eine möglichst große Übertragbarkeit Wert gelegt wurde. Im Fall der Spannungsglättung wurden auf Grund der Entwicklung der Einspeiseprofile für den Knoten N3 im Anschluss die gleichen Profile für das NS-Netz B angewendet. Die Übertragbarkeit erwies sich als gegeben, wenngleich nicht untersucht wurde, wie eine Entwicklung speziell für das NS-Netz B ausgefallen wäre.

Generell übertragbar auf andere Netze sind in jedem Fall die Methoden, mit denen die Einspeiseprofile erzeugt wurden. Hierbei könnte es unter Umständen reichen, wenn man einen Skalierungsfaktor findet, sprich entscheidet, ob das Einspeiseprofil etwas verstärkt oder abgeschwächt eingesetzt werden muss. Dies gilt insbesondere, wenn das Lastprofil, das im untersuchten Netz eine Mischung aus H0 und G0 SLP ist, im Ziel-Netz ähnlich ist.

Fraglich ist jedoch, wie gut sich die Ergebnisse dieses ländlichen bis kleinstädtischen Netzes auf ein Stadtnetz übertragen lassen. Im Stadtnetz ist der Verkabelungsgrad meist noch höher, dafür fallen die Distanzen der Stränge geringer aus. Die Dichte an PV-Anlagen ist in Städten allerdings deutlich geringer, wodurch die Anwendung der vorgestellten Methoden ohnehin weniger interessant ist.

---

## 6.2 Technische Machbarkeit

---

Die Grundidee zu dieser Arbeit war, dass im Jahr 2012 PV-Wechselrichter mit einer Bemessungsscheinleistung von rund 32 GW in Deutschland installiert waren, die bei guter Wetterlage auf etwa 1000 Volllaststunden pro Jahr kommen. Um das in dieser Arbeit aufgedeckte Potential, das in den Wechselrichtern steckt, in der Praxis zu erschließen müssten mehrere Hemmnisse überwunden beziehungsweise beseitigt werden.

Wie in Abschnitt 4.1 dargestellt ist die STATCOM-Funktion relativ einfach in den Wechselrichtern umsetzbar, jedoch mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Ohne etwa einen Anreiz zu schaffen oder diese Funktion verpflichtend bei allen Wechsel-

---

richtern zu fordern gibt es keine Motivation in Zukunft entsprechende Geräte zu entwickeln. Des Weiteren ist es nicht realistisch davon auszugehen, dass eine Nachrüstung für die bestehenden Anlagen verlangt werden kann. Die Investitionen für PV-Anlagen sind im Regelfall betriebswirtschaftlich für eine Dauer von 20 Jahren angelegt und beinhalten keine Folgeinvestitionen für derartige technische Nachrüstungen. Folglich wären die vorgestellten Einspeisestrategien erst bei der Installation neuer PV-Wechselrichter, sei es bei Austausch von defekten Geräten oder der Installation neuer PV-Anlagen, realisierbar. Zudem gilt es, die in dieser Arbeit nicht beantwortete Frage nach dem Anstieg der Wechselrichter-Verluste zu klären. Durch die Blindleistungsbereitstellung erhöhen sich gemäß [31] die Wirkleistungsverluste im Wechselrichter, so dass geklärt werden muss, wer für diese Kosten aufkommt.

Unter der Annahme, dass die Geräte technisch so ausgelegt sind, dass sie die Anforderungen für die Blindleistungseinspeisung erfüllen, bleibt die Frage wie den PV-Anlagen das Einspeiseprofil übermittelt wird. Die aktuelle Praktik, bei der den Anlagen eine  $\cos(\varphi)$ -Kennlinie mittels weniger Stützstellen verordnet wird, die den zu liefernden Verschiebungsfaktor in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung angibt, ist für die untersuchten Einspeisepprofile ungeeignet. Dies ist allein schon deshalb der Fall, da der Verschiebungsfaktor ohne Wirkleistung immer gleich null ist. Um die in dieser Arbeit vorgestellten Profile umzusetzen, bieten sich zwei Möglichkeiten an.

Die erste würde verlangen, dass gemäß der Vorgehensweise aus Abschnitt 5.1 den Wechselrichtern verschiedene  $Q(t)$  Profile hinterlegt werden können, wobei in Werktagen, Samstagen und Sonntagen unterschieden werden müsste. Zusätzlich müsste für die spannungsglättende Einspeisung die saisonale Kompensation berücksichtigt werden, sowie die Kompensation der Wirkleistungseinspeisung. Zusammenfassend formuliert, müsste der PV-Wechselrichter alle Daten, die er zur Berechnung der Blindleistungseinspeisung benötigt, bei Inbetriebnahme übergeben bekommen. Als Variablen benötigt der PV-Wechselrichter dann lediglich die Uhrzeit, den Tagestypen (Werktag, Samstag, Sonntag/Feiertag) sowie die aktuelle Wirkleistungseinspeisung. Die Umsetzung der aktuellen Uhrzeit, des Datums und des Wochentags ließe sich in Deutschland vergleichsweise leicht mittels eines Zeitzeichens-Empfängers, wie er in Funkuhren genutzt wird, realisieren. Schwieriger, aber ebenfalls lösbar, ist die Implementierung eines Kalenders, der für die zukünftigen Jahrzehnte die Feiertage inklusive lokaler Besonderheiten kennt. Letztlich bedarf es noch der Messung der eigenen Wirkleistungseinspeisung, die ohnehin in den Wechselrichtern vorhanden

---

ist. Auf diese Weise wären die PV-Anlagen mit möglichst geringem Aufwand im Stande, die vorgestellten Strategien umzusetzen.

Die zweite Möglichkeit wäre eine Integration in ein Smart Grid, wie es für die Zukunft in modernen Energie-Netzen prognostiziert wird. Durch die vorhandene Kommunikationstechnik und Messtechnik wäre es möglich, je nach gewünschter Strategie Spannungen und Leistungsflüsse im Netz zu messen und anschließend PV-Anlagen einzeln anzusprechen und ihnen die gewünschte Blindleistungseinspeisung zu übermitteln. Auf diese Weise ließen sich rein prinzipiell auch deutlich genauere Ergebnisse erzielen, da nicht bloß – wie im untersuchten Fall – steuernd eingegriffen werden kann, sondern auch Regelungen möglich sind. Hierbei gilt es jedoch stets zu beachten, dass bei der Implementierung mehrerer Regler, wie beispielsweise einer Spannungsregelung mittels Blindleistung der PV-Anlagen zusätzlich zur Spannungsregelung des Stufenstellers am HS/MS-Trafo, vermieden werden muss, dass beide Regelungen gegeneinander arbeiten.

---

## 6.3 Ausblick

---

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Netz reduziert sich die Anzahl an konventionellen Kraftwerken, die für Systemdienstleistungen (SDL) zur Verfügung stehen. Folglich muss für die zukünftige Bereitstellung der SDL spezielle Hardware im Netz installiert werden oder die Aufgabe an die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen übergeben werden. Sicherlich eignet sich nicht jede Anlage für die Bereitstellung jeder SDL, so ist es für PV-Anlagen schwierig zu jedem Zeitpunkt Regelleistung vorzuhalten oder Kurzschlussleistung bereit zu stellen. Dennoch konnte gezeigt werden, dass die vorgestellten Einspeisestrategien mittels Blindleistungsbereitstellung an der Spannungshaltung partizipieren können. Zudem kann die dezentrale Bereitstellung von Blindleistung im Verteilnetz auch wirtschaftlich eine Alternative zur Errichtung von zusätzlicher Hardware in Form von Kompensationsanlagen sein [32].

Auch hinsichtlich prognostizierter Netzengpässe lässt sich mit den vorgestellten Strategien ein Beitrag zur Entlastung der bestehenden Infrastruktur leisten. Durch die Verlustreduktion werden zum einen der Blindleistungstransport und zum anderen der Transport von Verlustenergie reduziert, so dass die freien Kapazitäten der Betriebsmittel erhöht werden. Eine Bereitstellung von Blindleistung für die Höchstspannungsebene ist technisch möglich, erscheint jedoch in Zukunft als weniger

---

wahrscheinlich, da hierfür primär die Konverterstationen der geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) genutzt werden sollten [32].

Schließlich ist mit einem Ausbau von Kommunikationstechnik in der Energieversorgung zu rechnen, womit das Smart Grid in der Zukunft Form annehmen wird. Durch diese Kommunikationstechnik reduziert sich die Hürde, die für die Erschließung des Blindleistungs-Potentials und die variable Ansteuerung einzelner PV-Anlagen bewältigt werden muss, da die Technik nicht eigens dafür angeschafft und installiert werden müsste.

Es stellt sich letztlich auch die Frage, wie sich die für die Bewertung der unterschiedlichen Strategien veranschlagten Kosten in Zukunft entwickeln werden. Für die Entwicklung der Preise für den Blindleistungs-Austausch mit dem überlagerten HS-Netz beziehungsweise der Schwellen, ab wann die Blindleistung überhaupt abgerechnet wird, wird entscheidend sein, welchen Aufwand die Bereitstellung von Blindleistung für den ÜNB macht. Wenn er, beispielsweise dank vorhandener HGÜ-Konverterstationen, kostengünstig und einfach den Blindleistungsbedarf ausgleichen kann, so wie dies heute mit den Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke möglich ist, ist mit stabilen Preisen zu rechnen. Muss wiederum erst Hardware in Form von Kompensationsanlagen installiert werden, so wird der ÜNB tendenziell versuchen seine Investitionskosten auf die angeschlossenen VNB umzulegen.

Bezüglich der Beschaffungskosten für Verlustenergie ist es schwierig einen langfristigen Trend zu prognostizieren. Jedoch hält der fallende Trend für die Energiepreise an der Börse seit geraumer Zeit an und wird durch den Zubau erneuerbarer Energien weiter befeuert. Dies sollte sich auch in den Beschaffungskosten der VNB für Verlustenergie widerspiegeln.





---

# A. Abbildungen

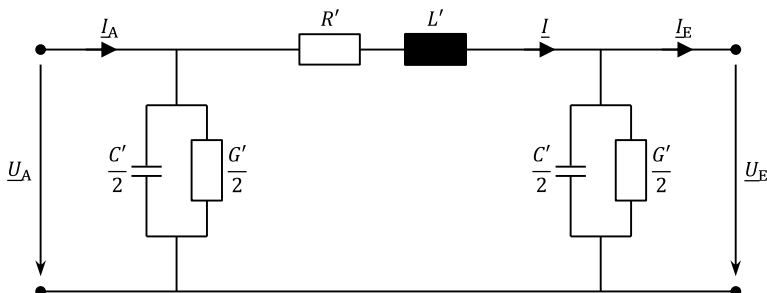


Abbildung A 1:  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung ohne Vernachlässigung des Ableitungsbelags, eigene Darstellung nach [22]

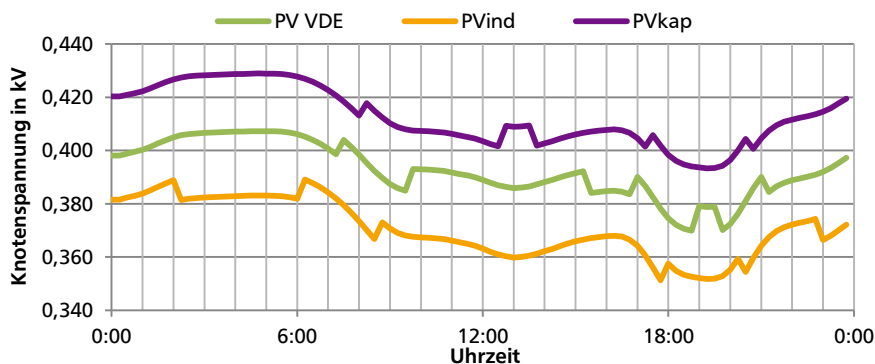


Abbildung A 2: Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A, 31. Dezember

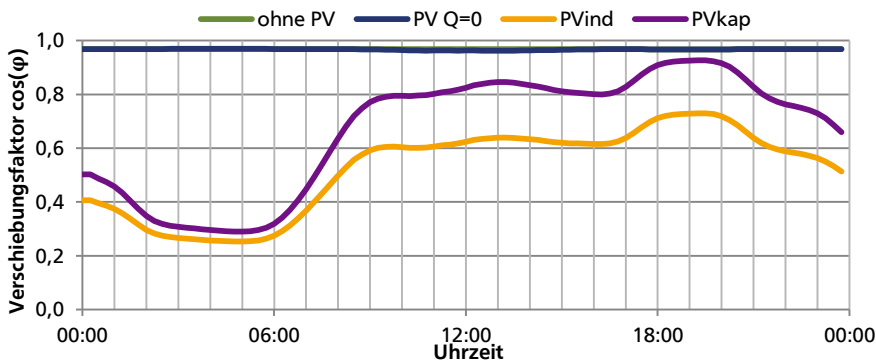
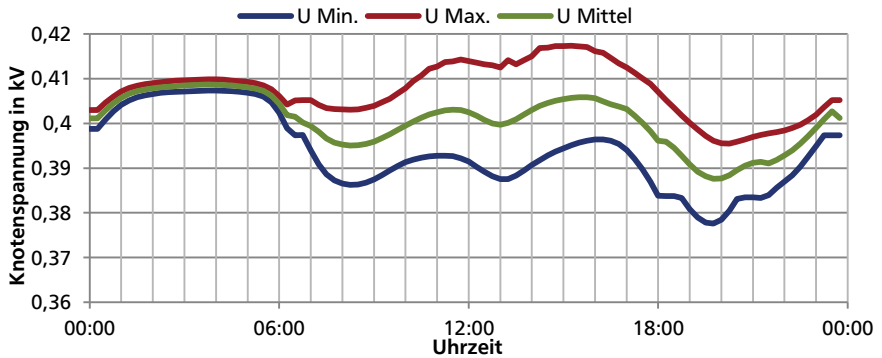
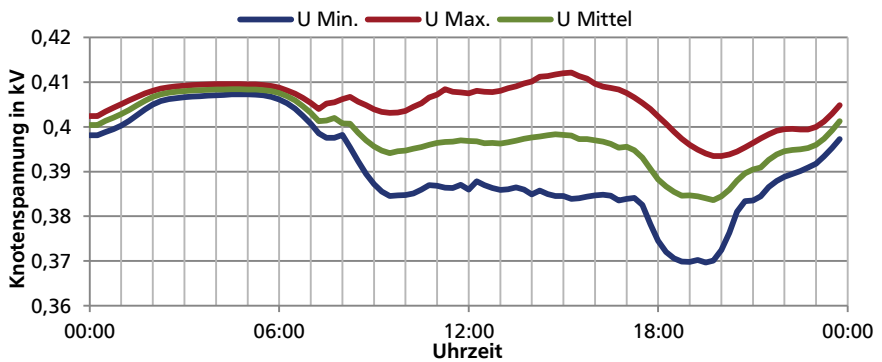


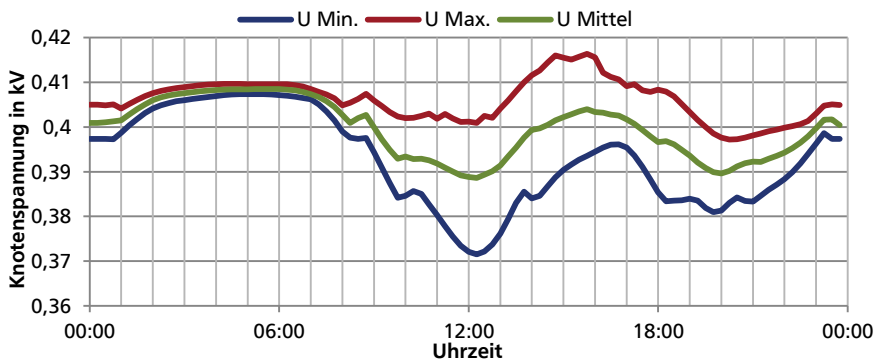
Abbildung A 3: Verschiebungsfaktor am ONT des NS-Netzes A, 31. Dez



a) Werktag

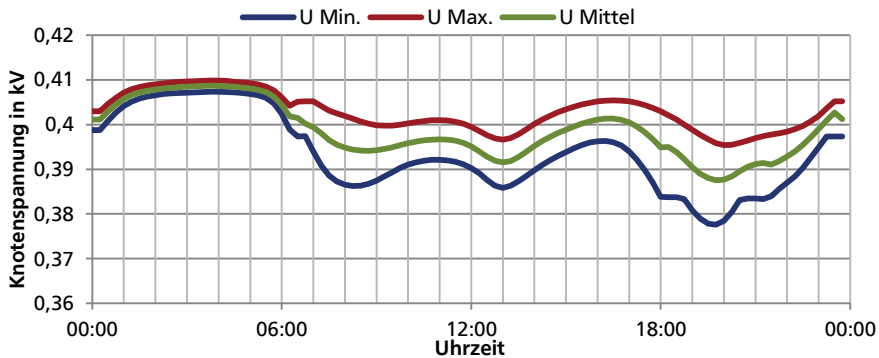


b) Samstag

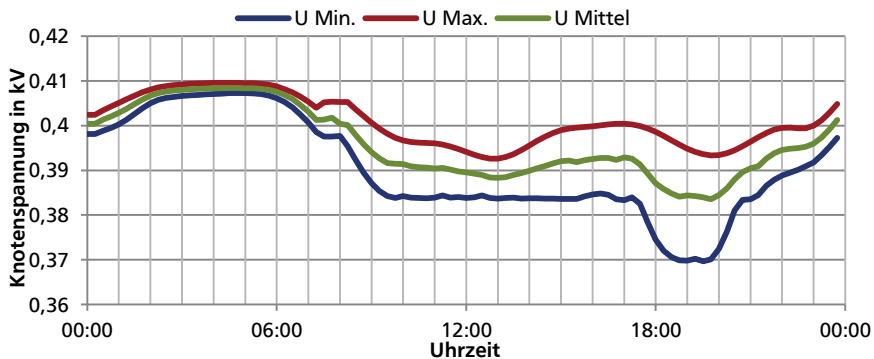


c) Sonntag

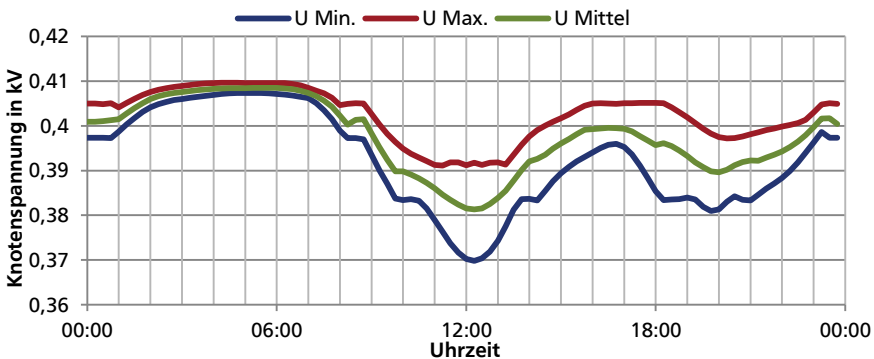
Abbildung A 4: Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A bei reiner Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen



a) Werktage



b) Samstage



c) Sonntage

Abbildung A 5: Bandbreite und Mittelwert der Knotenspannung am Knoten N3 im NS-Netz A ohne PV-Einspeisung

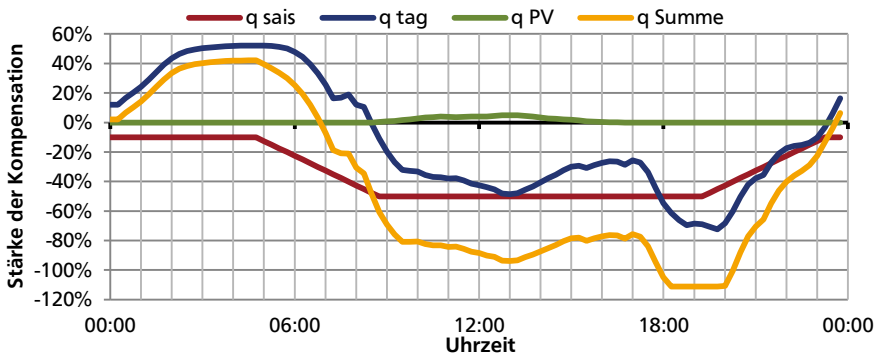


Abbildung A 6: Zusammensetzung der Kompensation (saisonal, Tag, PV Einspeisung), 31. Dezember

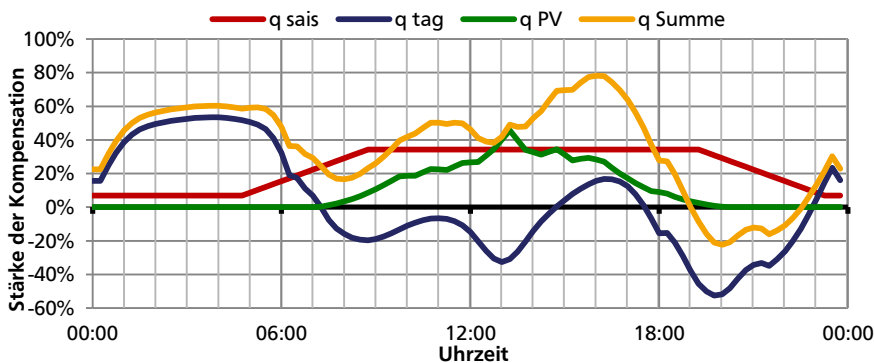


Abbildung A 7: Zusammensetzung der Kompensation (saisonal, Tag, PV Einspeisung), 13. Juni

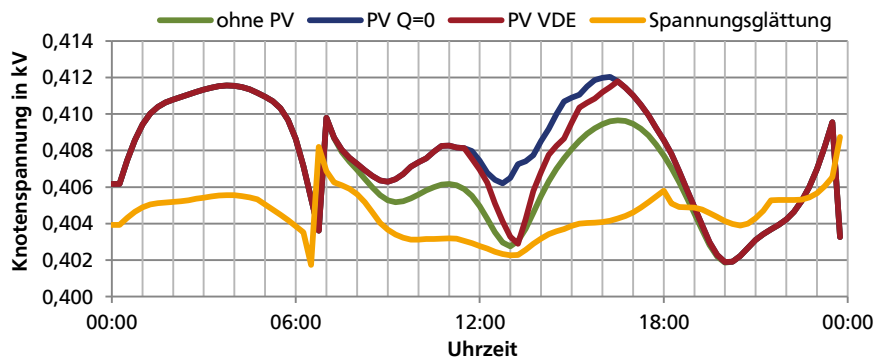


Abbildung A 8: Verlauf der Knotenspannung an der Sammelschiene BB1 im NS-Netz A bei unterschiedlichen Einspeisestrategien, 13. Juni

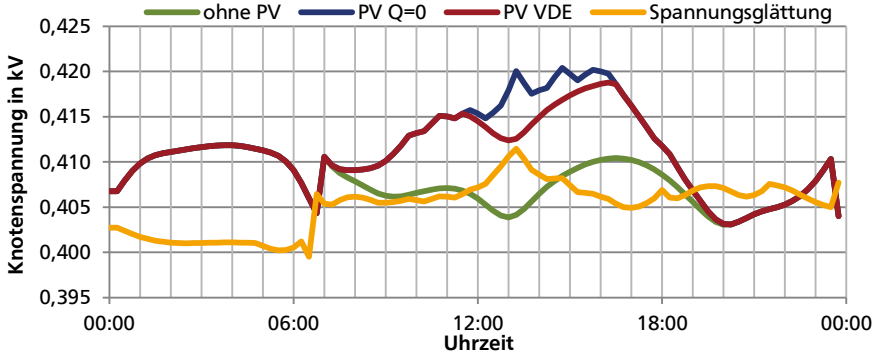


Abbildung A 9: Spannung am Knoten N12 des NS-Netzes B, 13. Juni

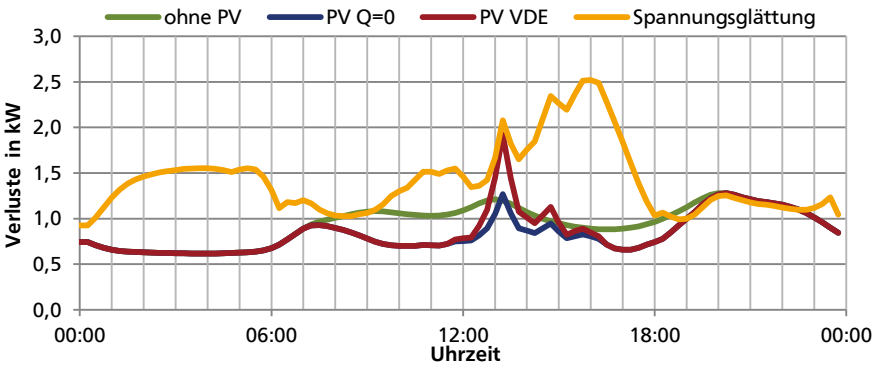


Abbildung A 10: Verluste des NS-Netzes A, 13. Juni

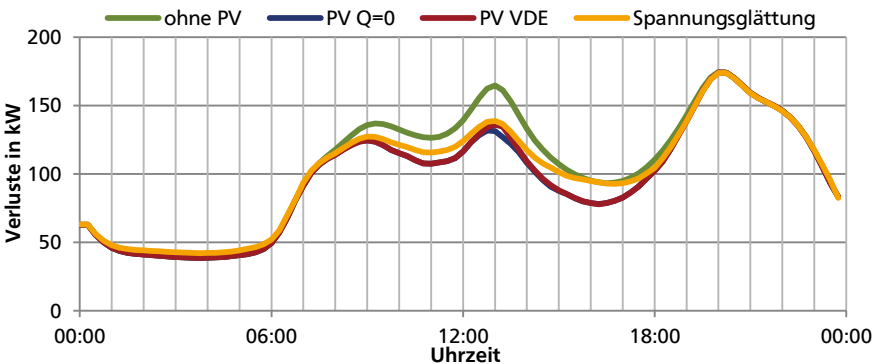


Abbildung A 11: Verluste des MS-Netzes, 13. Juni

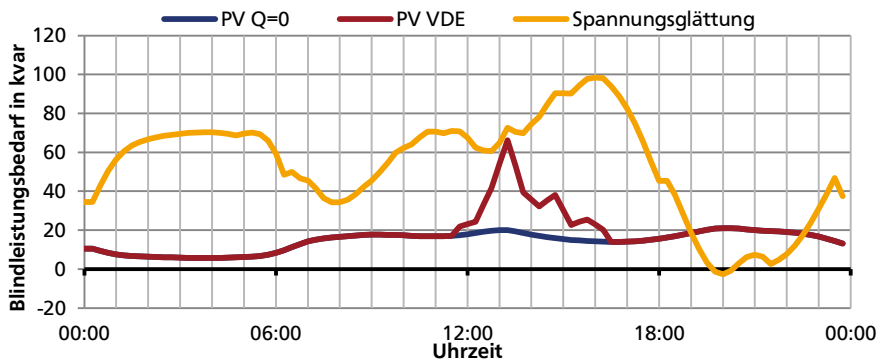


Abbildung A 12: Blindleistungsbezug des NS-Netz A, 13. Juni

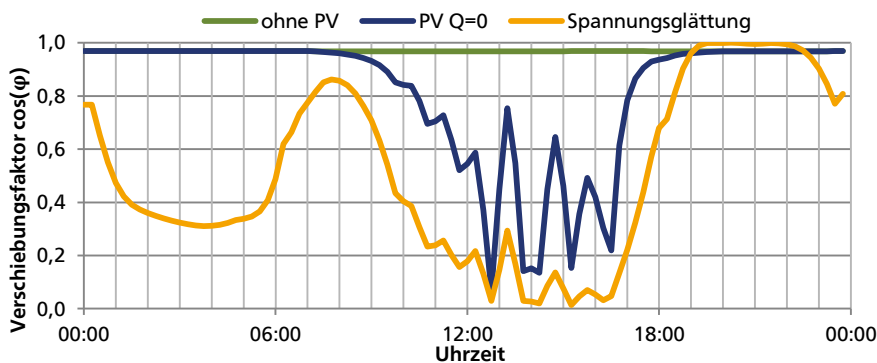


Abbildung A 13: Verschiebungsfaktor am ONT des NS-Netzes A bei Spannungsglättung, 13. Juni

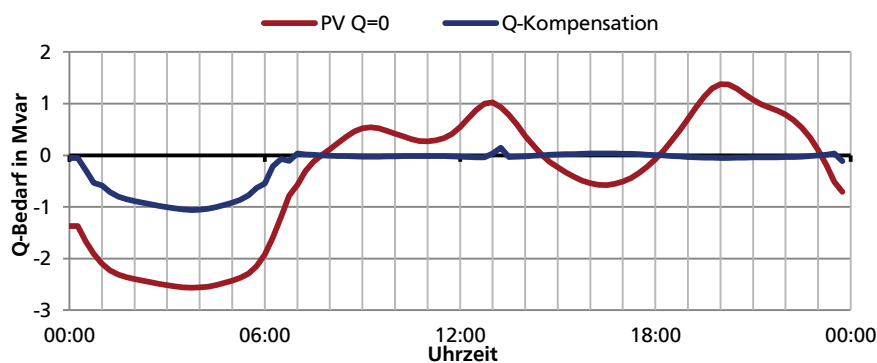


Abbildung A 14: Blindleistungsbedarf am HS/MS-Trafo bei Anwendung der Blindleistungskompensation, 13. Juni



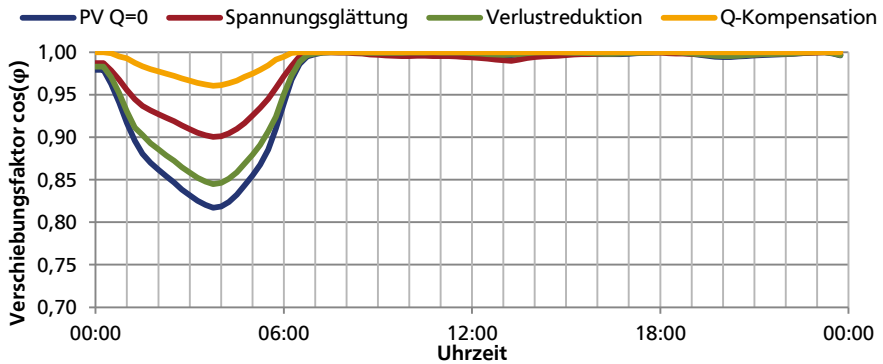


Abbildung A 15 Verschiebungsfaktor am Bilanzknoten für die drei entwickelten Einspeisestrategien, 13. Juni

---

## B. Tabellen

Tabelle B 1: Knotenspannungen im NS-Netz A „Ohne PV“, bei „reiner Wirkleistungseinspeisung“ und bei „Einspeisung nach VDE“, 13. Juni, 13:15 Uhr

Knoten	Ohne PV	Wirkleistung	VDE
BB1	403,0V	407,3V	402,9V
N1	402,3V	408,2V	403,1V
N2	396,3V	413,8V	403,9V
N3	395,5V	414,1V	404,1V
N4	393,9V	408,8V	399,8V
N5	395,0V	412,6V	402,7V
N6	401,8V	407,9V	402,7V
N7	403,0V	407,2V	402,8V
N8	401,5V	408,0V	402,7V
N9	402,2V	406,4V	402,1V
N10	401,8V	406,2V	401,8V
N11	402,7V	406,9V	402,6V

Tabelle B 2: Ermittlung Durchschnittlicher Beschaffungskosten für Verlustenergie 2012

Verteilnetzbetreiber	Beschaffungspreis für Verlustenergie
Westnetz GmbH [33]	5,79 ct/kWh (2012)
Netze BW [34]	6,03 ct/kWh (2012)
MITNETZ Strom [35]	5,81 ct/kWh (2012)
<b>Mittelwert</b>	<b>5,88 ct/kWh</b>

---

# Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur,“ 19 06 2013. [Online]. Available: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de).
- [2] European Energy Exchange AG, „Transparency in Energy Markets,“ 19 06 2013. [Online]. Available: [www.transparency.eex.com](http://www.transparency.eex.com).
- [3] VDEW - Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 4. Ausgabe,“ VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, Heidelberg, 2001.
- [4] EnergyMap.info, „Die Daten der Energymap zum Download,“ 02 2014. [Online]. Available: <http://www.energymap.info/download.html>. [Zugriff am 15 05 2014].
- [5] M. Henning, C. Körner, R. Schmid und K. Handt, „Erfahrungen mit dem regelbaren Ortsnetztransformator im Netz der EnBW Regional AG,“ VDE-Kongress, Stuttgart, 2012.
- [6] VDE e.V., „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE, Berlin, 2011.
- [7] H. Toodeji, N. Farokhnia und G. Riahy, „Integration of PV Module and STATCOM to Extract Maximum Power from PV,“ IEEE EPECS 2009, Sharjah, UAE, 2009.
- [8] B. Gwisdorf, T. Borchard, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units,“ IEEE, 2010.

- 
- [9] P. Franz, I. Talavera, T. Theisen und J. Hanson, „Comparison of Different Innovative Technical Solutions for Voltage Regulation in Distribution Grids,“ ICREPQ 2014, Cordoba, Spanien, 2014.
- [10] I. Talavera, P. Franz, T. Theisen und J. Hanson, „Voltage Regulation through Wide Area Voltage Control of HV/MV Transformers and Inverters' Reactive Power Support,“ ICREPQ 2014, Cordoba, Spanien, 2014.
- [11] M. Eisenreich, A. Tsioulakis und G. Balzer, „Voltage Control in Distribution Networks considering area-wide Use of Regulated Distribution Transformers,“ EPE 2012, Iasi, Rumänien, 2012.
- [12] L. Steiner, A. Hoffmann und T. Hartkopf, „Smart Metering of surPLUShome as a base for demand side management, 5AO.8.4,“ 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spanien, 2010.
- [13] L. Steiner, A. Hoffmann und T. Hartkopf, „Analysis of measures for stability improvements in the distribution grid, 6CV.1.37,“ 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2011.
- [14] B. Fenn, A. Doss, B. M. Buchholz, V. Buehner, P. Franz und A. Hoffmann, „Integration of electric-cars into an existing Virtual Power Plant - Experiences from a lighthouse project, C6-205,“ Cigré Session 45, Paris, Frankreich, 08/2014.
- [15] M. Wolter und L. Hofmann, „General estimation of reactive power control of DG sources on voltages in distribution grids,“ IEEE, 2011.
- [16] M. Meuser, H. Vennegeerts und P. Schäfer, „Impact of voltage control by distributed generation on hosting capacity and reactive power balance in dittribution grids,“ CIRED Workshop, Paper 087, Lissabon, Portugal, 2012.
- [17] BCP NEPLAN AG, „NEPLAN User's Guide V5,“ Küsnacht, Schweiz, 2013.
- [18] B. M. Buchholz und Z. Styczynski, Smart Grids - Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft, Berlin: VDE Verlag GmbH Berlin Oxxenbach, 2014.

- 
- [19] C. Fünfgeld und R. Tiedemann, „Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step,“ VDEW, Frankfurt am Main, 2000.
- [20] P. Esslinger und R. Witzmann, „Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte,“ 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012.
- [21] Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH, „Lastprofilverfahren Strom,“ [Online]. Available: <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php>. [Zugriff am 24.01.2014].
- [22] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, 2. Auflage, Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2006.
- [23] G. Balzer, *Vorlesungsskript Energieversorgung Teil 1*, Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2006.
- [24] D. Oeding und B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 7. Auflage, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2011.
- [25] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2006.
- [26] A. Hoffmann, H. Frindt, M. Spinnler, J. Wolf, T. Sattelmayer und T. Hartkopf, „A systematic study on potentials of PV-tracking modes, 5BV.2.5,“ 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spanien, 09/2008.
- [27] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 2, 2. Auflage, Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2009.
- [28] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen,“ *ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 6/2008, pp. 22-26, 2008.

- 
- [29] A. Hoffmann, M. Fleckenstein, G. Balzer und T. Hartkopf, „Grid services with PV-converters in distribution grids, ref. 258,“ 5th Innovative Smart Grid Technologies Conference, Washington DC, USA, Feb. 2014.
- [30] 50Hertz, „Preisblatt 2014,“ 2014.
- [31] T. Stetz, W. Yan und M. Braun, „Voltage control in distribution systems with high level PV-penetration, 5BV.4.17,“ PVSEC 2010, Valencia, Spanien, 2010.
- [32] Deutsche Energie-Agentur, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2014.
- [33] Westnetz GmbH, „Netzverluste und Beschaffungskosten der Verlustenergie Westnetz 2012,“ Westnetz GmbH, [Online]. Available: <https://www.westnetz.de/web/cms/de/1625886/westnetz/netz-strom/netzkennzahlen/netzverluste-und-beschaffungskosten-der-verlustenergie/>. [Zugriff am 28 04 2014].
- [34] Netze BW GmbH, „Verlustenergiebeschaffung der Netze BW GmbH,“ [Online]. Available: <http://www.netze-bw.de/kunden/lieferanten/ausschreibung-verlustenergie/index.html>. [Zugriff am 28 04 2014].
- [35] Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, „Abgeschlossene Ausschreibungen von MITNETZ STROM, Netzverluste2012,“ [Online]. Available: [www.mitnetz-strom.de/Unternehmen/Ausschreibungen/Netzverluste2012](http://www.mitnetz-strom.de/Unternehmen/Ausschreibungen/Netzverluste2012). [Zugriff am 28 04 2014].

---

# Wissenschaftlicher Werdegang

---

## Arnaud Hoffmann

---

Geburtstag	23. August 1983
Geburtsort	Frankfurt am Main

---

## Werdegang

---

Seit Juni 2014	Referent zum Thema Smart Building  ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie
September 2009 – Mai 2014	Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Rahmen der Promotion  Fachgebiet Regenerative Energien Technische Universität Darmstadt
September 2003 – August 2009	Studium der Elektrotechnik  Technische Universität Darmstadt Studiengang Elektrotechnik und Informationstechnik Vertiefung Allgemeine Elektrotechnik Gesamtnote: gut





---

# Erklärung zur Dissertation

Hiermit versichere ich, die vorliegende Dissertation ohne Hilfe Dritter nur mit den angegebenen Quellen und Hilfsmitteln angefertigt zu haben. Alle Stellen, die aus Quellen entnommen wurden, sind als solchen kenntlich gemacht. Diese Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Darmstadt, den 10.02.2015

---

Arnaud Hoffmann